

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА НИЖНЕНУТОВСКИЙ ПОДГОРИЗОНТ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК 622.243.23-024.17(1-198.6)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Андреев Никита Вадимович		11.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	К.Х.Н.		11.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицына Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		16.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	—		16.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		18.06.2020

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, в области нефтегазового дела	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли»)
P2	Применять базовые профессиональные знания в области нефтегазовых технологий для решения междисциплинарных инженерных задач нефтегазовой отрасли	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли»)
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования в сложных условиях с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P4	Проявлять осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-4, УК-6, УК-8, Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P5	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P6	Ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
	любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
Р9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов

Бурение нефтяных и газовых скважин

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ 17.03.2021 Максимова Ю.А.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7В	Андреев Никита Вадимович

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Нижнеутовский подгоризонт нефтегазоконденсатного месторождения

Утверждена приказом директора (дата, номер)

№76-61/с от 17.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:

18.06.2021

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

1. Геологические условия бурения
2. Особые условия бурения: –
3. Интервал отбора керн: –
4. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком
5. Данные по профилю:
Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 80 гр. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла 3,0 град/10м
6. Отход / длина горизонтального участка ствола: 1900 метров / 2000 метров
7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать
8. Диаметр хвостовика: 127 мм

	<p>9. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый</p> <p>10. Конструкция забоя (выбрать): фильтр и манжетное цементирование от кровли продуктивного пласта до головы хвостовика</p> <p>11. Способ освоения скважины: ГРП</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</p> <p>1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ</p> <p>1.2. Геологические условия бурения</p> <p>1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)</p> <p>1.4. Зоны возможных осложнений</p> <p>1.5. Исследовательские работы</p> <p>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</p> <p>2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</p> <p>2.2. Обоснование конструкции скважины</p> <p>2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</p> <p>2.2.2. Построение совмещенного графика давлений</p> <p>2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.2.4. Выбор интервалов цементирования</p> <p>2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины</p> <p>2.3. Углубление скважины</p> <p>2.3.1. Выбор способа бурения</p> <p>2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</p> <p>2.3.4. Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</p> <p>2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.4.1. Расчет обсадных колонн</p> <p>2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений</p> <p>2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений</p> <p>2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине</p> <p>2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины</p> <p>2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн</p> <p>2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов</p> <p>2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей</p> <p>2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины</p> <p>2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования</p> <p>2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси</p> <p>2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн</p> <p>2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин</p> <p>2.5. Выбор буровой установки</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>1. ГТН (геолого-технический наряд)</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Спицына Л. Ю., к.э.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
Социальная ответственность	Фех А. И., старший преподаватель

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	17.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.х.н.		17.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Андреев Никита Вадимович		17.03.2021

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования: Бакалавриат

Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2020	1 Общая и геологическая часть	5
27.03.2020	2. Технологическая часть проекта	40
10.04.2020	3. Технология гидроразрыва пласта. Анализ видов проппанта	15
24.04.2020	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
01.05.2020	5. Социальная ответственность	15
28.05.2020	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.х.н.		17.03.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		17.03.2021

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7В	Андрееву Никите Вадимовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Бюджет проекта – не более ... руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более ... руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Значение показателя интегральной ресурсоэффективности – не менее ... баллов из ...
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Взносы во внебюджетные организации – 30%, НДС – 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	<ul style="list-style-type: none"> Потенциальные потребители результатов исследования SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	<ul style="list-style-type: none"> Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	<ul style="list-style-type: none"> Общий расчет сметной стоимости строительства скважины

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Нормативная карта
2. Сводный сметный расчет затрат на строительство
3. Матрица SWOT

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.02.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицына Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		02.02.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Андреев Никита Вадимович		02.02.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7В	Андрееву Никите Вадимовичу

Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»/ «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Нижненутовский подгоризонт нефтегазоконденсатного месторождения

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком на нефтегазоконденсатном месторождении. Область применения: составление проектной документации на строительство скважин на нефтяных месторождениях
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 1.1. специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; 1.2. организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021) • Статья 297; • Статья 264; • Статья 298; • Статья 299; – ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. – ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. – ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	2. Производственная безопасность 2.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: – отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; – превышение уровней шума и вибрации; – повышенная загазованность воздуха рабочей среды; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – необходимые средства защиты о

	т вредных факторов. 2.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – электрический ток; – пожароопасность; – взрывоопасность – электрический ток; – расположение рабочего места на значительной высоте.
3. Экологическая безопасность:	3. Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – перечень возможных ЧС на объекте; – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС: - ГНВП; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.02.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		02.02.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Андреев Никита Вадимович		02.02.2021

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 131 страницу, 50 таблиц, 18 рисунков, 28 литературных источников, 4 приложения.

Ключевые слова: бурение, проектирование, горизонтальный участок ствола, нефтегазоконденсатное месторождение, гидроразрыв пласта, виды проппанта.

Объектом исследования является Астохский участок недр Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения.

Целью работы является проектирование наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Нижненутовский подгоризонт нефтегазоконденсатного месторождения.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 5324,2 метра.

В специальной части проекта рассмотрены технология ГРП и виды проппантов.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на строительстве, заканчивании и освоении скважин, техническом сопровождении этих процессов.

Все технологические решения для строительства скважины приняты с учетом современных достижений в области технологии и техники строительства скважины.

Определения и сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ММП – многолетнемерзлые породы

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

РУС – роторная управляемая система;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

УВ – условная вязкость;

СПО – спуско-подъемные операции;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

МГРП – многостадийны гидроразрыв пласта;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ЦС - циркуляционная система.

Оглавление

Введение.....	17
1. Общая и геологическая часть.....	19
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.....	19
1.2 Геологические условия бурения	21
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)....	22
1.4 Зоны возможных осложнений	23
2. Технологическая часть.....	25
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории скважины)	25
2.2 Обоснование конструкции скважины	26
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	26
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	26
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	28
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	29
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	30
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	31
2.3 Углубление скважины	33
2.3.1 Выбор способа бурения	34
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	34
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород ...	36
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	37
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	38
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	40
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	46

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	56
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	57
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин.....	57
2.4.1 Расчет обсадных колонн	58
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	58
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений.....	62
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине.....	65
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины	66
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн	66
2.4.2.2 Расчет объема тампонажной смеси	67
2.4.2.3 Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей.....	68
2.4.2.4 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора	69
2.4.2.5 Гидравлический расчет цементирования скважины	70
2.4.2.5.1 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования	70
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	72
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	73
2.4.4.1 Выбор жидкости глушения	73
2.4.4.2 Выбор типа фонтанной арматуры.....	74
2.4.4.3 Вызов притока.....	75
2.4.4.4 Выбор муфт ГРП и расчет их количества.....	77
2.5 Выбор буровой установки	77
3. Технология гидроразрыва пласта. Анализ видов проппанта.....	78

3.1 Техника и технология ГРП	79
3.2 Свойства расклинивающих материалов	81
3.3 Виды используемых расклинивающих агентов (проппантов)	82
3.3.1 Керамические проппанты	83
3.3.2 Керамики промежуточной плотности	84
3.3.3 Керамики низкой плотности	84
3.4 Выбор проппанта и его действие	85
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ..	87
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура предприятия	87
4.1.1 Основные направления деятельности предприятия	87
4.1.2 Организационная культура предприятия.....	88
4.1.3 Производственные объекты	89
4.2 Расчет строительства скважины	90
4.2.1 Проведение SWOT-анализа.....	90
4.2.2 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	92
4.2.3 Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скоростей бурения.....	93
4.2.4 Линейный календарный график выполнения работ	94
5. Социальная ответственность	97
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	97
5.1.1 Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства	97
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	98

5.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала буровой от их воздействия.....	99
5.3 Экологическая безопасность	105
5.4 Анализ вероятных ЧС, возникающих при строительстве скважин	107
Заключение	109
Список использованных источников	111
Приложение А	114
Приложение Б	117
Приложение В.....	129
Приложение Г	131

Введение

Начало работ на месторождениях начинается со строительства скважин, но прежде всего, необходимо составить проект строительства. Во всем мире преобладает скважинная добыча нефти.

Самое сооружение скважины не несет экономической эффективности, так как необходимы высокие скорости выполнения определенных задач по проектированию и строительству.

Сооружение скважины в рассматриваемом разрезе очень сложная техническая задача. Техническое задание требует проектирования профиля с выходом в горизонт, который обладает большим отходом от вертикали и при этом относительно небольшую глубину. Также проектируемый профиль строится с горизонтальным окончанием в 2000 метров, когда как сам продуктивный пласт обладает мощностью менее одного метра и это преподносит новые трудности в строительстве скважины как таковой.

Данная работа предлагает решения, которые позволяют безаварийно провести работы по строительству скважины в сложных условиях: с частичными поглощениями по разрезу, осыпями и обвалами практически на всем протяжении строительства скважины, прихватоопасными зонами, а также с рисками возникновения ГНВП при вскрытии продуктивного пласта, а также достаточно суровым климатом севера Сахалинской области.

Целью работы является разработка технического проекта на эксплуатационную наклонно-направленную скважину с горизонтальным окончанием, который может быть применен буровыми компаниями при строительстве скважины на севере Сахалинской области.

Для достижения поставленной цели решаются следующие задачи:

- 1) анализ горно-геологических условий бурения;
- 2) расчет профиля скважины, по заданным техническим заданием условиям;

- 3) выбор оптимальной конструкции скважины, способов и режимов бурения;
- 4) подбор оптимальных систем буровых растворов, и их рецептур
- 5) проектирование заканчивания скважины и выбор технологической оснастки.

Частной задачей является рассмотрение технологии ГРП и видов проппанта, а также, их применение при возможном проведении ГРП в проектируемой скважине.

1. Общая и геологическая часть

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Пильтунское месторождение расположено на севере Сахалинской области. Площадь месторождения расположена на охотской и тихоокеанской плитах. Время создания ловушек 2,5- 3 млн. лет. Антиклинали сжатия расположены с востока на запад. Месторождение многопластовое. Климат района умеренно-муссонный.

Береговые уступы в геоморфологическом отношении приурочены к морской аккумулятивной равнине с лагунами и косами.

Местность холмистая, низкая по абсолютной высоте. Максимальные отметки - в пределах 30-31 м, минимальные - 1 метр у озера Лебяжье.

Гидрографическая сеть представлена многочисленными озерами и небольшими реками и протоками: оз. Гнилое, оз. Зеркальное, оз. Бивачное, оз. Лебяжье, оз. Лиман, р. Карасевский и др.

Район месторождения относится к Северо-Сахалинской климатической области. Климат района месторождения муссонного типа с коротким и прохладным летом, продолжительной и холодной зимой.

Характерной особенностью климата северо-восточного побережья острова является муссонная циркуляция воздушных потоков умеренных широт, обусловленная неравномерным нагреванием и охлаждением материка и океана. Перенос холодных и сухих масс арктического воздуха ветрами северной, западной и северо-западной части горизонта и ледовитость Охотского моря обуславливают здесь суровую и холодную зиму.

С приближением теплого периода происходит перестройка барических систем. Преобладающими становятся ветры юго-восточных, восточных

направлений и наступает летний муссон, с которым связано влажное, прохладное, с частыми осадками и туманами лето.

Средняя годовая скорость ветра района - 7 м/с. Увеличение скорости ветра наблюдаются, в основном, в холодный период года и при прохождении глубоких циклонов и тайфунов. Периодическое проявление тропических циклонов (тайфунов) в летнее время сопровождается сильными проливными дождями, а зимой - метелями. Максимальное выпадение осадков во время прохождения тайфунов - до 100 мм в сутки, высота волн на море достигает 13 м.

Температура воздуха в летние месяцы на северо-восточном побережье о. Сахалин более низкая по сравнению с соответствующими широтами западного побережья, что обусловлено наличием как холодного восточно-сахалинского течения, так и наличием дрейфующих и припайных ледяных полей (до июля месяца). Средняя годовая температура воздуха района отрицательная и составляет - минус 3,6°С. Максимальные температуры в июле-августе до +35°С.

Устойчивый снежный покров ложится в начале ноября и сохраняется до мая. Продолжительность холодного периода колеблется от 195 до 217 дней в году. Самым холодным месяцем является январь, и ледяные поля вдоль прибрежной части острова с севера на юг со скоростью до 1.6 м/сек. В этот период происходит торошение льда и образование стамух, высотой до 7 м над уровнем. Лед в акватории Охотского моря у берегов Сахалина устанавливается в декабре. Ледовый припай периодически взламывается. Холодное Сахалинское течение перемещает битый лед моря и до 20 м в подводной части. Стамухи в рыхлых осадках пропахивают борозды глубиной до 0.5-0.6 м.

Переход среднесуточной температуры воздуха в весенний период происходит в первой половине мая, а в осенний период - в третьей декаде октября.

Район буровых работ характеризуется высокой относительной влажностью в течение всего года. Особенностью муссонного климата является выпадение основного количества осадков в теплый и переходный периоды до 65¼80% годовой нормы.

К неблагоприятным погодным условиям района при производстве работ относятся метели, наибольшее число дней с которыми приходится на ноябрь-январь. На побережье к опасным природным явлениям относится обледенение в переходный к зиме период, когда температура воздуха становится 0°С и ниже. Наблюдается гололед, налипание мокрого снега на поверхности сооружений, линий связи и ЛЭП.

По результатам цунами - районирования побережья северо-восточного Сахалина (Куликов, 1992) район находится в зоне экстремальных параметров цунами. Расчетная максимальная высота волны, генерируемая при возможных землетрясениях с магнитудой 7,5 в Охотском море, для отдельных районов северо-восточного побережья может достигать 8 м.

1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания пород и коэффициенты кавернозности пород представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м				Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов в плоскости траектории ствола, градусы		Коэффициент кавернозности
по вертикали		по стволу		название	индекс	угол	азимут	
от	до	от	до	5	6	7	8	9
1	2	3	4					
-5	1580	-5	3220	верхненутовский подгоризонт	(N ₁₋₂ , n ₁₋₂)	6-8	250	В интервале кондуктора - 1.00, первой промежуточной колонны – 1.15, ниже - 1.10
1580	2585	3220	8503	нижненутовский подгоризонт	(N ₁ – N _{1n1})	6-10	255	

Литологическая характеристика разреза скважины с интервалами залегания и описание горных пород с полными названиями и характерными признаками представлены в таблицу 1.2.

Таблица 1.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения, пласт	Интервал, м				Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т. д.)
	по вертикали		по стволу		краткое название	% в интервале	
	от	до	от	до			
1	2	3	4	5	6	7	8
N ₁₋₂ . pl₂ (III-кровля)	-5	1580	-5	3220	глины	65	серые - светло-серые песчано-алевритовая, диатомитовые , вязкие, пластичные
					алевролиты	20	ссерые - светло-серые кварцевого состава
					пески	15	среднезернистые кварцевого состава с зёрнами пирита
N ₁ . pl₁ , III - XIV (кровля)	1580	2260	3220	5281	глины	60	тёмно-серые, вязкие, внизу плотные аргиллитоподобные
					песчаники	20	серые, мелко-среднезернистые сцементированные глинистым, иногда карбонатным цементом
					алевролиты	20	серый, песчанистый, кварцевый, слабосцементированный
N ₁ . pl₁ , XIV – XVII - про- проектная глубина	2260	2585	5281	8503	песчаники	35	серые, средне - мелкозернистые, кварцевые, сцементированные глинистым цементом
					глины	35	серые, аргиллитоподобные , плотные; аргиллиты крепкие, слюдистые
					алевролиты	30	серые, слабоуплотнённые глинистые и песчаные, кварцевые, иногда с карбонатным цементом

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины с интервалами залегания представлены в таблицу 1.3.

Таблица 1.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения, пласт	Интервал, м				Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т. д.)
	по вертикали		по стволу		краткое название	% в интервале	
	от	до	от	до			
1	2	3	4	5	6	7	8
N ₁₋₂ . pl₂ (III-кровля)	-5	1580	-5	3220	глины	65	серые - светло-серые песчано-алевритовая, диатомитовые , вязкие, пластичные
					алевролиты	20	ссерые - светло-серые кварцевого состава
					пески	15	среднезернистые кварцевого состава с зёрнами пирита
N ₁ . pl₁ , III - XIV (кровля)	1580	2260	3220	5281	глины	60	тёмно-серые, вязкие, внизу плотные аргиллитоподобные
					песчаники	20	серые, мелко-среднезернистые сцементированные глинистым, иногда карбонатным цементом
					алевролиты	20	серый, песчанистый, кварцевый, слабосцементированный
N ₁ . pl₁ , XIV - XVII - про- проектная глубина	2260	2585	5281	8503	песчаники	35	серые, средне - мелкозернистые, кварцевые, сцементированные глинистым цементом
					глины	35	серые, аргиллитоподобные , плотные; аргиллиты крепкие, слюдистые
					алевролиты	30	серые, слабоуплотнённые глинистые и песчаные, кварцевые, иногда с карбонатным цементом

Информация по геокриологическим характеристикам разреза скважины не была предоставлена в исходных данных работы.

Градиенты давлений и температуры залегания пород по разрезу скважины представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Давление и температура по разрезу скважины

Стратиграфическое подразделение		Интервал по вертикали, м		Градиент давления, кгс/см ² на м												Температура в конце интервала	
				пластового			порового			поглощения воды			горного давления				
				верх	низ	источник получени я	верх	низ	источник получени я	верх	низ	источник получени я	верх	низ	источник получени я		
инде кс	пласт, пачка	верх	низ	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
N ₂ . pl₂	песчано-алевритовая	0	650	0.100	0.1010	РФЗ	0.100	0.101	РФЗ	0.154	0.167	РФЗ	-	0.208	РЗПП	18.2	РФЗ
	диатомовые глины	650	1100	0.1010	0.1020	РФЗ	0.101	0.102	РФЗ	0.167	0.169	РФЗ	0.208	0.210	РЗПП	30.6	РФЗ
	алевролит -глинистые	1100	1580	0.1020	0.1020	РФЗ	0.102	0.102	РФЗ	0.169	0.171	РФЗ	0.210	0.213	РЗПП	44.0	РФЗ
N ₁ . pl₁	кровля III - кровля XIV	1580	2260	0.1020	0.1020	РФЗ	0.102	0.102	РФЗ	0.171	0.195	РФЗ	0.213	0.214	РЗПП	60.9	РФЗ
	кровля XIV - кровля XVI ₂	2260	2538	0.1020	0.1020	РФЗ	0.102	0.102	РФЗ	0.195	0.207						
	пласт XVI ₂	2538	2568	0.1031	0.1021	РФЗ	0.1031	0.1021	РФЗ	0.207	0.209	РФЗ	0.214	0.215	РЗПП	70.7	РФЗ
		2568	2585	0.1020	0.1020	РФЗ	0.102	0.102	РФЗ	0.209	0.210						
	пласт XVII	2538	2585	0.1048	0.1048	РФЗ	0.1048	0.1048	РФЗ	0.210	0.210	РФЗ	0.215	0.216	РЗПП	72.7	РФЗ

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Нефтеносность, газоносность и водоносность по разрезу скважины представлены соответственно в таблице 1.5, 1.6, 1.7.

Таблица 1.5 – Нефтеносность

Стратиграфическое подразделение		Интервал, м				Тип коллектора	Удельный вес, г/см³		Динамическая вязкость, сП	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Предполагаемый свободный дебит, м³/сут.
		по вертикали		по стволу			в пластовых условиях	после дегазации				
		от	до	от	до							
индекс	пласт											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
N, nt ₁	XVII	2585	2585	8503	8503	поровый	0.660	0.829	0.38-0.64	0.25	3.32	1378

Параметры растворенного газа													
Стратиграфическое подразделение		газовый фактор, м³/м³		содержание сероводорода, %		содержание углекислого газа, %		относительная по воздуху плотность газа (*10 ⁻³ г/см³)		Коэффициент сжимаемости (объемный)		Давление насыщения в пластовых условиях, МПа	
1	2	14		15		16		17		18		19	
N, nt ₁	XVII	181.6 м³/т		не содержит		0.38-0.58		0.627		1.440		25.4	

Таблица 1.6 – Газоносность

Стратиграфическое подразделение		Интервал, м				Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание в % по объему сероводорода	Содержание в % по объему углекислого газа	Относительная по воздуху плотность газа (*10 ⁻³ г/см ³)	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит, тыс. м ³ /сут.	Плотность газоконденсата, г/см ³		Фазовая проницаемость, мД
		по вертикали		по стволу									в пластовых условиях	на устье скважины	
индекс	пласт	от	до	от	до										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
N. nt.	XV ₂	2538	2568	6123	6221	поровый	газ, конденсат	не содержит	0.28-0.45	0.623	0.91	2177.0	0.742	нет данных	1664

Таблица 1.7 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения, пласт	Интервал по вертикали, м		Тип кол- лектора	Плотность, г/см³	Дебит, м³/сут.	Фазовая проницае- мость, мД	Химический состав воды в мг/л						Степень минерализ- ации, г/л
	от	до					анионы			Катионы			
							CL –	SO4 – –	HCO3 –	Na+ K+	Mg ++	Ca ++	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
N. nt. XVI ₂ (ска 3)	2312	2330	поровый	1.0018		100-1000	10032.6	1540.2	671.0	6000	635.9	25.45	18.9
N. nt. XVII (ска 3)	2587	2608	поровый	1.0123	35 - 222	100-1000	8155.0	73.0	2318	6003	53.50	-	16.6
Индекс стратиграфического подразделения, пласт				Тип воды по Сулину			Относится к источнику питьевого водоснабжения (ДА, НЕТ)						
1				15			16						
N. nt. XVI ₂				ГКН - гидрокарбонатнонатриевые			нет						
N. nt. XVII				ГКН - гидрокарбонатнонатриевые			нет						

1.4 Зоны возможных осложнений

Интервалы поглощения бурового раствора, осыпи и обвалы стеной скважины, и нефтегазоводопроявления, а также прихватоопасные зоны и прочие осложнения представлены соответственно в таблицах 1.8, 1.9, 1.10, 1.11 и 1.12.

Таблица 1.8 – Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м				Максимальная интенсивность поглощения, м³/ч	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении	Имеется ли потеря циркуляции	Градиент давления поглощения, кгс/(см²*м)		Условия возникновения
	по вертикали		по стволу					при вскрытии	после изоляционных работ	
	от	до	от	до						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
N ₂ nt ₂	-5	270	-5	270	x	x	x	изоляционные работы не проводятся		бурение с применением бурового раствора плотностью более 1.13г/см³

Таблица 1.9 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфическ ого подразделения	Интервал залегания, м				Буровые растворы, применявшиеся ранее			Условия возникновения	Характер проявления	Мероприятия по ликвидации последствий
					тип раствора	удельный вес, г/см ³	дополните льные данные			
	по вертикали	по стволу		от						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
N1-2 nt2 + N1 nt1	718	2585	763	8503	на углеводородно й основе	до 1.15	-	неэффективная очистка ствола скважины от шлама при зенитных углах более 45°	оседание шлама в процессе бурения и спускоподъемных операций и последующая закупорка затрубного пространства, возможны прихваты	увеличение расхода и удельного веса бурового раствора, проработка ствола скважины после бурения каждой свечи со скоростью не более 120м/ч, ограничение скорости бурения

Таблица 1.10 – Нефтегазоводопроявления

2. Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории скважины)

В техническом задании были сформулированы следующие условия:

- 5 интервалов с неизменной интенсивностью искривления;
- угол входа в пласт не менее 80 градусов,
- максимальная интенсивность изменения зенитного угла на все интервале бурения 3,0 град/10 м;
- отход на кровлю продуктивного пласта 1900 м, длина горизонтального участка 2000 м;
- Диаметр хвостовика 127 мм;
- Конструкция забоя: фильтр и манжетное цементирование от кровли продуктивного пласта до головы хвостовика

Расчёты производились в программе «Инженерные расчёты строительства скважины» ООО «Бурсофтпроект» в ручном режиме. Результаты проектирования представлены в таблице А.1 приложения А. Проектируемый профиль скважины представлен на рисунке 1.

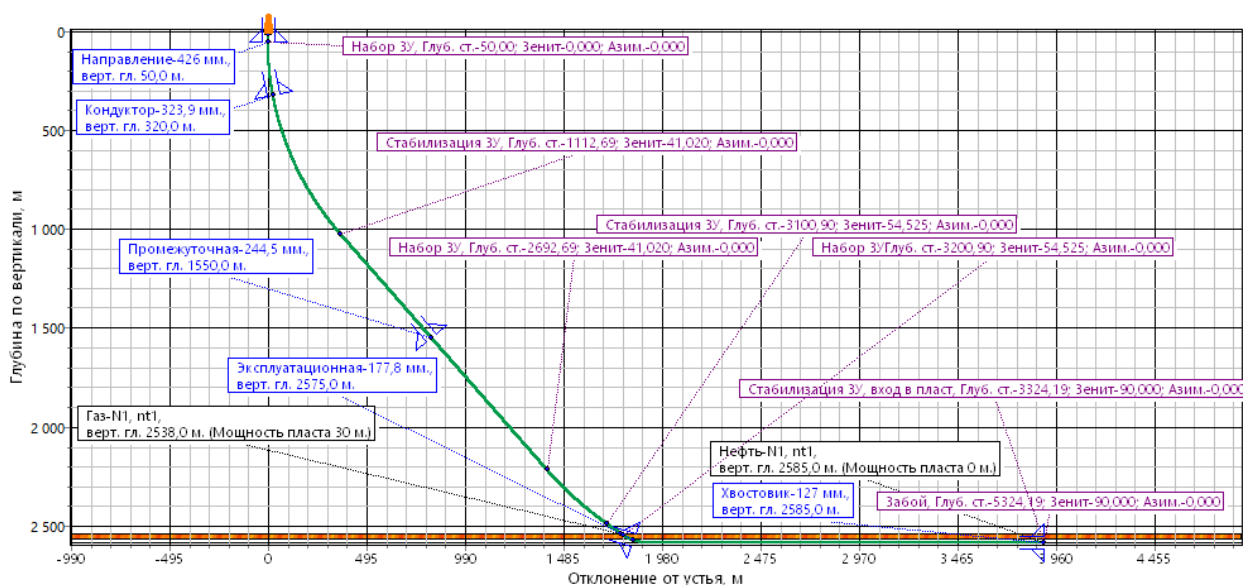


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины обусловлена заданными условиями, профилем скважины, возможными осложнениями, а также учтены возможные трудности проводки скважины. Оптимально подобраны интервалы вертикальных участков, участков стабилизации. Далее по разделу приведен расчет и обоснование конструкции скважины.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Под конструкцией забоя понимается система скважина-крепь в интервале продуктивного пласта. Конструкция забоя должна обеспечивать устойчивость ствола, разобщение нефтенaporных и водо-напорных горизонтов, также максимально возможное дренирование в призабойной зоне пласта, максимально долгую безводную добычу пластового флюида.

По техническому заданию было необходимо запроектировать хвостовик, условным диаметром 127 мм. Также из условия задания, хвостовик будет цементироваться от кровли продуктивного пласта до головы хвостовика. Метод освоения – ГРП.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений демонстрирует изменение давлений гидроразрыва пород и пластовых давлений. По графику давлений также определяется число и глубина спуска обсадных промежуточных колонн.

Совмещенный график давлений, выполненный при помощи программного комплекса «Бурсофтпроект», представлен на рисунке 2.

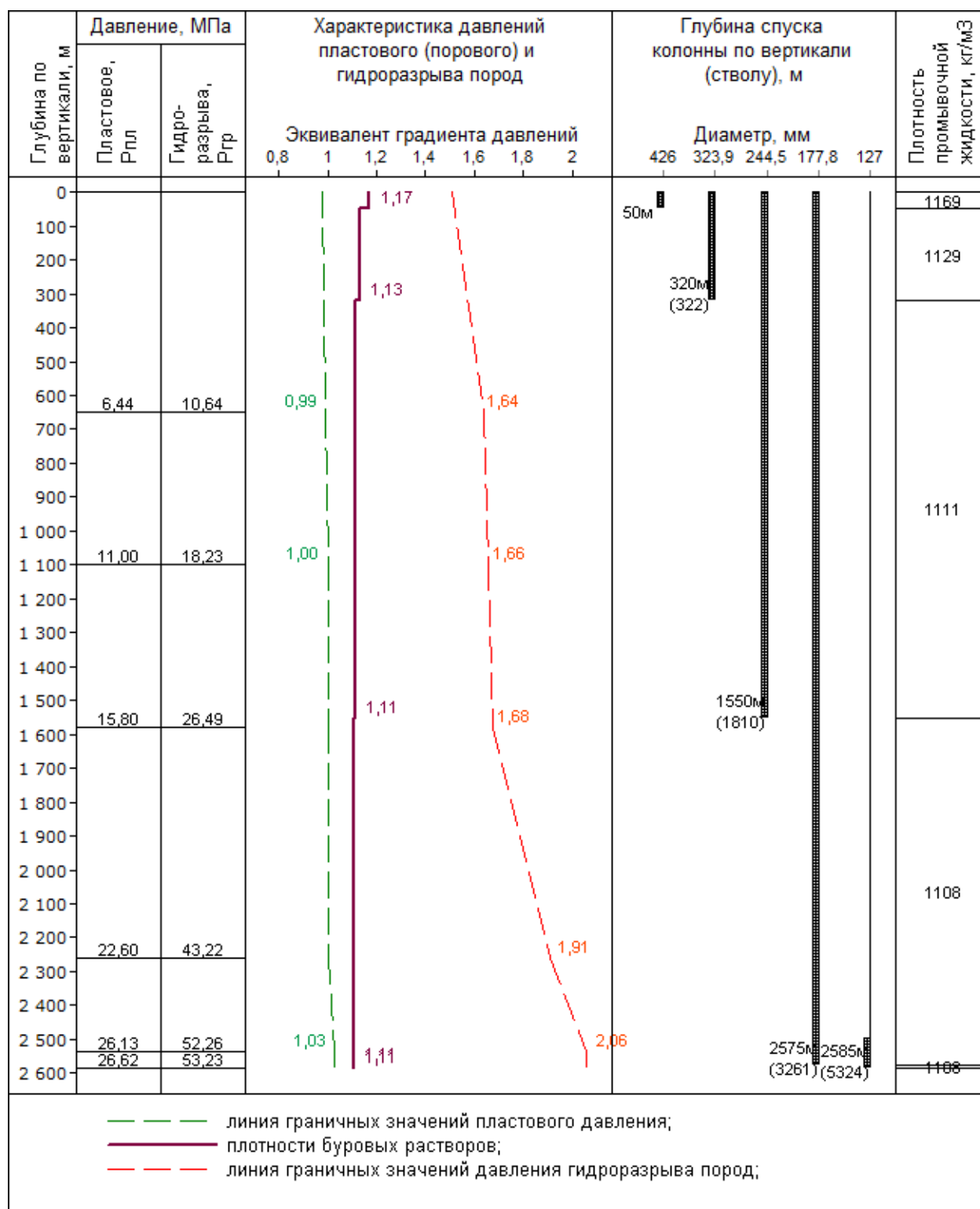


Рисунок 2 – Совмещенный график давлений

При анализе графика, можно заметить, что несовместимой зоны по условиям бурения нет, но планируется проектирование технической колонны. Было принято решение, спустить эксплуатационную колонну в интервал до 2575 метров.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление служит для обеспечения устойчивости горных пород вокруг устья при бурении под дальнейшие интервалы. Рекомендуется направлением перекрывать четвертичные отложения с запасом в 10 м. Было принято решение спустить кондуктор на минимально возможную глубину, до 50 метров, так как четвертичные отложения и неустойчивые горные породы встречаются до глубины в 1550 метров.

Спуск кондуктора определяется совокупностью нескольких факторов. В том числе: расчет недопущения разрыва под башмаком в случае флюидоправления при дальнейшем бурении скважины. Расчетные глубины спуска кондуктора также показывает зоны, которые необходимо перекрыть для дальнейшей безаварийной проводки скважины. Расчет следует провести, как для нефтяной скважины, так и для газовой, так как имеется и нефтяной и газовый пласты. Результаты расчетов представлены в таблицах 2.1 и 2.2.

Таблица 2.1 – Глубина спуска кондуктора с учетом нефтяного пласта

Имя пласта	$N_1 n t_1$
$L_{кр}$	2585
$\Gamma_{пл}$	0,105
$\Gamma_{грп}$	0,21
ρ_H	660
Расчетные значения	
Пластовое давление	270,908
$L_{конд min}$	780
Требуемый запас	1,09
Принимаемая глубина	780

Таблица 2.2 – Глубина спуска кондуктора с учетом газового пласта

Имя пласта	$N_1 nt_1$
$L_{кр}$	2538
$\Gamma_{пл}$	0,103
$\Gamma_{грп}$	0,171
$y=$	0,623
Расчетные значения	
$P_{пл}$	261,6678
$P_{гр}$	265,05
e^s	1,06
$P_{пл}/e^s$	246,04
$L_{конд min}$	1550
Требуемый запас	1,08
Принимаемая глубина	1550

Исходя из произведенных расчетов, видно, что глубина кондуктора должна составлять минимум 1550 метров. Но было принято решение спустить кондуктор до глубины в 320 метров по вертикали (322 м. по стволу), для перекрытия зоны поглощений на 270 метрах и с перекрытием на 50 метров. Далее, проектируется спуск технической колонны до глубины 1550 метров по вертикали (1810 м. по стволу). Данной решение позволит снизить затраты на закупку труб большего диаметра, а также поспособствует ликвидации поглощений до глубины в 320 метров.

Глубина спуска эксплуатационной колонны составляет 2575 метров по вертикали (3261 м. по стволу), то есть выше продуктивного пласта, для успешного спуска хвостовика в горизонтальный участок скважины.

Хвостовик спускается до забоя на 2585 метров по вертикали (5324 м. по стволу) с перекрытием эксплуатационной колонны на 250 метров по вертикали для газовой скважины.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [2]:

- направление и кондуктор цементируются на всю длину: 0 – 50 м. и 0 –322 м. по стволу соответственно;
- при наличии газовых пластов техническая и эксплуатационная колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей обсадной колонны на 500 м – 0-1810 м. (по стволу) и 1310–3261 м. (по стволу) соответственно.
- хвостовик цементируется от головы хвостовика до кровли продуктивного пласта– 3011-5324,2 м. (по стволу).

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх. За начальный диаметр принимается диаметр хвостовика, принятый 127 мм, предоставленный согласно техническому заданию. Диаметр скважины рассчитывается с учетом размеров муфт колонн и рекомендуемого зазора между муфтой колонны и стенками скважины. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 2.3. Конструкция скважины представлена на рисунке А.1 приложения А.

Таблица 2.3 – Результаты проектирования конструкции скважины

Колонна	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		внешний диаметр обсадной колонны, мм	диаметр долота на интервале, мм
	расчетная по вертикали	запроектированная по вертикали	расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	по вертикали	по стволу		

Продолжение таблицы 2.3

Направление	50	50	50	50	0-50	0-50	426,0	490,0
Кондуктор	320	320	322	322	0-320	0-322	323,9	393,7
Техническая колонна	1550	1550	1810	1810	0-1550	0-1810	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2575	2575	3261	3261	1050-2575	1147-3261	177,8	222,3
Хвостовик	2585	2585	5324	5324	2335-2585	2857-5324,2-	127	155,6

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны $P_{оп}$, которое должно превышать возможное давления, возникающее при ГНВП и открытых фонтанов и определяется по формуле:

$$P_{оп} = k \cdot P_{ГНВП}, \quad (1)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%);

$P_{ГНВП}$ – давление, необходимое для ликвидации ГНВП.

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{ГНВП} = k \cdot P_{МУ}, \quad (2)$$

где $P_{МУ}$ – максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для газовой скважины рассчитывается по формуле:

$$P_{МУ} = \frac{P_{пл}}{e^s}, \quad (3)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

s – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле:

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{отн} \cdot H, \quad (4)$$

где H – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м

$\gamma_{отн}$ – относительная плотность газа по воздуху.

Результаты расчета с учетом наличия нефтяного и газового пластов представлены соответственно в таблицах 2.4 и 2.5.

Таблица 2.4 – Результаты расчета давления опрессовки колонн с учетом наличия нефтяного пласта

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	26,62
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	k	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{гнвп}$	24,20
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	10,35
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	22,00
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	27,09
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_{пл}$	0,01
Плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м ³	ρ_n	660
Ускорение свободного падения	g	9,81
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	2585
Давление насыщения попутного газа, МПа	$P_{нас}$	25,4
Основание натурального логарифма	e	2,70
Степень основания натурального логарифма	s	0,14
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,62
Высота столба газа при закрытом устье, м	h	2323,86

Таблица 2.5 – Результаты расчета давления опрессовки колонн с учетом газового пласта

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	27,06
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	k	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{гнвп}$	24,60
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	22,36
Степень основания натурального логарифма	s	0,16
Основание натурального логарифма	e	2,70
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,623
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	2538
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	26,16678
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_{пл}$	0,01031

Исходя из проведенных выше расчетов, можно увидеть, что давление опрессовки для газовой скважины будет выше, следовательно, необходимо выбрать именно это значение равное: $P_{оп} = 27,06$ МПа

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК2-35-178x245x324 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП6-350/80x35.

2.3 Углубление скважины

В проектирование технологии процессов углубления входят: выбор породоразрушающего инструмента, подбор оптимальных режимов бурения, типов бурового раствора, компоновки бурильной колонны, гидравлической программы промывки.

Основным требованием к выбору параметров, является необходимость обеспечения успешной проводки скважины, с максимально возможными технико-экономическими показателями.

2.3.1 Выбор способа бурения

Бурение под направление будем производить роторным способом, т.к. в интервале 0-50 метров находятся мягкие породы, требующие большой осевой нагрузки и небольшие скорости.

Бурение остальных интервалов будем производить с применением ВЗД для увеличения механической скорости проходки и достижения высоких технико-экономических показателей.

Таблица 2.6 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0-50		Роторный
50-320		Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
320-1550		Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1550-2575		Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2575-2585		Роторно-управляемая система (РУС)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Основываясь на данных о физико-механических свойствах горных пород по разрезу скважины, по степени абразивности и по категории буримости, для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечное долото для интервалов бурения под направление, и PDC долота под кондуктор, техническую колонну и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал		0-50	50-322	322-1810	1810-3261	3261-5324,2
Шифр долота		Волгабур маш Grand GRD111 S	Волгабур маш FastDrill FD419SM S223	Удол У4 – 295,3 ST – 6 М	Волгабур маш FastDrill FD613MH S434	ВИКИНГ ViM613
Тип долота		Шарошеч ное	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	220,7	155,6
Тип горных пород		М	М	М	С	С
Присоедин и- тельная резьба	ГОСТ	3-177	3 - 177	3 - 152	3-117	3-88
	API	7 5/8 FH	7 5/8 FH	6 5/8 Reg	4 ½ Reg	3 1/2 Reg
Длина, м		0,671	0,438	0,334	0,28	0,281
Масса, кг		300	220	160	120	70
G, тс	Рекомендуема я	15-32	5-15	2-12	2–10	2-10
	Максимальная	32	15	12	10	10
п, об/м ин	Рекомендуема я	40-300	80-400	80-440	60-400	40-400
	Максимальная	300	400	440	400	400

Для бурения интервала 0 – 50 метров под направление, проектируем шарошечное долото производства «Волгабурмаш» серии «Grand», имеющее код IADC 111S. Данное долото с фрезерованным вооружением предназначено для бурения мягких пород, имеет наплавку износостойким материалом на основе карбида вольфрама для большей износостойкости, так долото имеет обратный конус шарошки.

Интервал 50-322 метров сложен на 65% вязкими и пластичными глинами песчано-алевритовых пород, остальная часть сложена алевролитами кварцевого состава и среднезернистыми песками кварцевого состава, поэтому было принято решение бурить этот интервал долотом PDC для мягких пород. Для бурения интервала 50-700 метров под кондуктор проектируем долото Волгабурмаш FastDrill FD419SM S223 производства “Волгабурмаш”, имеющее код IADC S223. Долото предназначено для бурения мягких пород с

твёрдыми вкраплениями горных пород. Выбор долота PDC для данного интервала обусловлен наличием алевролитов кварцевого состава и зёрен пирита в пропластках песка.

Для бурения интервала 322-1810 метров под техническую колонну проектируем Удол У4 – 295,3 ST – 6 М долото PDC производства “Удол”, имеющее код IADC S123. Долото является четырехлопастным, предназначенным для бурения сплошным забоем, имеет размер резцов 6. Долото имеет 8 промывочных отверстий (4 отверстия диаметром 12,7 мм. и 4 отверстия диаметром 18 мм.). Расход промывочной жидкости при бурении выбранным долотом варьируется от 54 до 64 л/с. Выбранное долото повысит экономическую эффективность, так как при бурении значительно увеличится механическая скорость бурения и сократится время строительства скважины, по сравнению с шарошечным.

Для бурения интервала 1810-3261 метра под эксплуатационную колонну проектируем долото PDC производства “Волгабурмаш” FastDrill FD613MH S434, имеющего код IADC S434, предназначенного для бурения пород средней твёрдости.

Для бурения интервала 3261-5324,2 метра под хвостовик проектируется долото PDC производства «Smith bits» серии «Викинг» ВИКИНГ ViM613, которое предназначено для бурения пород средней твердости и практически идеально подойдет для бурения интервала.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

- 1) Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях;
- 2) Расчет из условия допустимой нагрузки на долото;

Результаты расчётов приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Проектные значения осевой нагрузки на долото

Интервал	0-50	50-322	322-1810	1810-3261	3261-5324,2
Исходные данные					
Порода	М	М	М	С	С
D _д , см	49	39,37	29,53	22,07	15,56
G _{пред} , тс	32	15	12	10	10
Результаты проектирования					
G _{доп} , тс	25,6	12	9,6	8	8
G _{проект} , тс	8	8	8	4,2	3,8

При бурении интервала под направление, проектируем осевую нагрузку 8 тонн, так как на мягкие породы должна быть максимальная осевая нагрузка при небольших частотах вращения

При бурении интервала под кондуктор, проектируем осевую нагрузку также 8 тонн, так как на мягкие породы должна быть максимальная осевая нагрузка при небольших частотах вращения.

Бурение интервала под техническую колонну проектируем с осевой нагрузкой 8 тонн, так как на данном интервале также наблюдаются мягкие породы.

При бурении интервала под эксплуатационную колонну проектируем осевую нагрузку, равную 4,2 тонны, во избежание баклинг-эффекта и обеспечения максимально возможной скорости бурения.

При бурении интервала под хвостовик проектируется осевая нагрузка, равная 3,8 тонны, во избежание баклинг-эффекта и обеспечения максимально возможной скорости бурения.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения ПРИ проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на

периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Результаты расчётов представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Результаты расчёта частоты вращения

Интервал	0-50	50-322	322-1810	1810-3261	3261-5324,2
Исходные данные					
V_d , м/с	3,4	3,4	3,4	1,8	1,8
Порода	М	М	М	С	С
D_d	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2207
	мм	490	393,7	295,3	220,7
Результаты проектирования					
n_1 , об/мин	133	165	220	174	152
$n_{\text{стат}}$, об/мин	40-60	60-100	100-180	140-200	120-220
$n_{\text{проект}}$, об/мин	50	70	140	170	130

При бурении под направление проектируем частоту вращения долота, согласно расчётным данным – 50 об/мин.

При бурении под кондуктор проектируем частоту вращения долота согласно статистических данных и рекомендованных производителем рабочих параметров на долото – 70 об/мин.

При бурении под ТК и ЭК, проектируем частоту вращения долота согласно расчётным данным 140 и 170 об/мин соответственно.

При бурении интервала под хвостовик, проектируем частоту вращения долота согласно расчётным данным 130 об/мин.

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Забойный двигателя выбирается по следующим параметрам: необходимость обеспечения определенных интенсивностей набора угла, для достижения проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Диаметр забойного двигателя в зависимости от диаметра долота определяется по следующей формуле:

$$D_{3\partial} = (0,8 \div 0,9) \cdot D_{\partial}. \quad (5)$$

Требуемый крутящий момент определяется по формуле:

$$M_p = M_o + M_{y\partial} \cdot G_{oc}, \quad (6)$$

где M_o – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н·м;

$M_{y\partial}$ – удельный момент долота, Н·м/кН;

G_{oc} – осевая нагрузка на долото, кН.

Момент необходимый для вращения ненагруженного долота определяется по формуле:

$$M_o = 500 \cdot D_{\partial} \quad (7)$$

Удельный момент долота определяется по формуле:

$$M_{y\partial} = Q + 1,2 \cdot D_{\partial}, \quad (8)$$

где Q – расчетный коэффициент (принимается 1,5), Н·м/кН.

Расчётные параметры для проектирования забойного двигателя по интервалам, представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Расчётные параметры для проектирования ГЗД

Интервал		0-50	50-322	322-1810	1810-3261	3261-5324,2
Исходные данные						
D _д	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
	мм	490	393,7	295,3	220,7	155,6
G _{ос} , кН		78	78	78	39	68,67
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования						
D _{зд} , мм		-	315	236	177	124,48
M _р , Н*м		-	4022	3046	1208	1463,01
M _о , Н*м		-	197	148	110	77,8
M _{уд} , Н*м/кН		-	49	37	28	20,172

Для бурения интервалов 50-322, 322-1810 м. и 1810-3261 м. будем применять ДР 286.3.60, ВЗД МВР-240Т, и ДГР-178М.6/7 соответственно, которые обеспечат требуемый момент силы на долоте для разрушения породы, а также подходит по остальным техническим характеристикам.

Характеристики выбранных ВЗД приведены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Технические характеристики запроектированных ВЗД

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДР-286.3.60	50-322	286	13,2	3445	47-95	120-270	15,8	70-290
МВР-240Т	322-1810	240	9,5	2295	30-75	86-245	10,59	106-288
ДГР-178М.6/7,	1810-3261	178	8,0	1074	25-35	143-194	11,8	115-193
PowerDrive vortex X 475	3261-5324,2	120,7	4,56	542	7-19	250	5,4	—

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников, центраторов.

БК должна удовлетворять следующим требованиям:

1) Достаточная прочность при минимальном весе, обеспечивающем создание требуемой осевой нагрузки;

2) Обеспечение герметичности при циркуляции бурового раствора, причём с минимальными гидравлическими потерями;

Минимальные затраты времени при СПО, при этом соединения должны обеспечивать прочность не менее прочности тела трубы, быть взаимозаменяемыми.

В таблице 2.12 представлены результаты расчета бурильных труб, коэффициенты запаса, а также компоновки низа бурильной колонны для бурения каждого интервала.

Данные по профилю скважины представлены в таблице А.1 приложения А. Запроектированные компоновки низа бурильной колонны для бурения под каждый интервал представлены в таблице А.2 приложения А.

Таблица 2.12 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нараст.	на выносл.	на растяж.	на статич. прочн.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Направление													
0-50 Бурение КНБК №1	Долото	490,0	–	–	–	–	0,67	–	0,300	0,300	–	–	–
	Переводник	225,0	100,0	–	–	–	0,53	–	0,096	0,396	–	–	–
	Калибратор	490,0	100,0	–	–	–	1,64	–	0,515	0,911	–	–	–
	УБТ	279,0	90,0	–	Д	ЗЛ-197	30	0,2734	8,202	9,113	–	–	–
	Переводник	225,0	76,0	–	–	–	0,53	–	0,090	9,203	–	–	–
	Клапан обратный переливной	240,0	80,0	–	–	–	0,38	–	0,043	9,246	–	–	–
	Переводник	225,0	76,0	–	–	–	0,52	–	0,087	9,333	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Е	ЗП-168-70	15,73	0,0312	0,491	9,824	2,18	>10	>10

Продолжение таблицы 2.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Кондуктор													
50-322 Бурение КНБК №2	Долото	393,7	–	–	–	–	0,44	–	0,162	0,162	–	–	–
	Переводник	240,0	76,0	–	–	–	0,52	–	0,093	0,255	–	–	–
	Калибратор	393,7	80,0	–	–	–	1,23	–	0,302	0,557	–	–	–
	Переводник	293,0	76,0	–	–	–	0,7	–	0,095	0,652	–	–	–
	Двигатель	285,8		–	–	–	8,8	–	2,903	3,555	–	–	–
	УБТ	172,0	83,0	–	–	–	9,45	1,6000	15,12	18,68	–	–	–
	Переводник	235,0	76,0	–	–	–	0,52		0,090	18,77	–	–	–
	Клапан обратный переливной	240,0	55,0	–	–	–	0,48	–	0,105	18,87	–	–	–
	Обратный клапан	240,0	55,0	–	–	–	0,52	–	0,043	18,91	–	–	–
	Переводник	225,0	101,0	–	–	–	0,52	–	0,087	19,00	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	Д	ЗН-197	24	0,2140	5,136	24,14	–	–	–
	Переводник	225,0	100,0	–	–	–	0,52		0,060	24,20	–	–	–
	УБТ	178,0	90,0	–	Д	ЗП-152-83	24	0,1560	3,744	27,94	–	–	–
	Переводник	149,0	80,0	–	–	–	0,51		0,068	28,01	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	249,8	0,0312	7,799	35,81	–	6,67	4,89

Продолжение таблицы 2.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Промежуточная													
322-1810 Бурение КНБК №3	Долото	295,3	–	–	–	–	0,33	–	0,089	0,089	–	–	–
	Переводник	172,0	80,0	–	–	–	0,47	–	0,037	0,126	–	–	–
	Калибратор	295,0	70,0	–	–	–	0,76	–	0,172	0,298	–	–	–
	Двигатель	240,0		–	–	–	23,3	–	6,125	6,423	–	–	–
	УБТ	172,0	83,0	–	–	–	9,45	1,6000	15,12	21,54	–	–	–
	Переводник	172,0		–	–	–	0,55	–	0,032	21,58	–	–	–
	Клапан обратный переливной	172,0	66,0	–	–	–	0,84	–	0,103	21,68	–	–	–
	Обратный клапан	172,0	55,0	–	–	–	0,93	–	0,098	21,78	–	–	–
	Переводник	172,0	78,0	–	–	–	0,51	–	0,031	21,81	–	–	–
	УБТ	178,0	90,0	–	Д	ЗП-162-92	48	0,1560	7,488	29,30	–	–	–
	Переводник	171,4	80,0	–	–	–	0,53	–	0,063	29,36	–	–	–
	Яс гидрав.	228,0	71,4	–	–	–	4,3	–	–	29,36	–	–	–
	Переводник	178,0	85,0	–	–	–	0,54	–	–	29,36	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	1719	0,0312	53,68	83,04	–	2,88	2,21

Продолжение таблицы 2.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Эксплуатационная													
1810-3261 Бурение КНБК №4	Долото	220,7	–	–	–	–	0,28	–	0,047	0,047	–	–	–
	Переводник	172,0	80,0	–	–	–	0,47	–	0,037	0,084	–	–	–
	Калибратор	190,5	70,0	–	–	–	0,35	–	0,043	0,127	–	–	–
	Переводник	171,4	80,0	–	–	–	0,49	–	0,048	0,175	–	–	–
	Двигатель	171,4		–	–	–	7,3	–	0,780	0,955	–	–	–
	УБТ	172,0	83,0	–	–	–	9,45	1,6000	15,12	16,07	–	–	–
	Переводник	172,0	70,0	–	–	–	0,53	–	0,045	16,12	–	–	–
	Клапан обратный переливной	172,0	66,0	–	–	–	0,84	–	0,103	16,22	–	–	–
	Обратный клапан	172,0	55,0	–	–	–	0,93	–	0,098	16,32	–	–	–
	Переводник	133,0	78,0	–	–	–	0,51	–	0,031	16,35	–	–	–
	УБТ	178,0	90,0	–	Д	ЗП-152-83	36	0,1560	5,616	21,97	–	–	–
	Переводник	121,0	80,0	–	–	–	0,53	–	0,063	22,03	–	–	–
	Яс гидрав.	164,0	57,2	–	–	–	4,3	–	–	22,03	–	–	–
	БТ	127,0	107,0	10,0	Д	ЗП-162-92	2000	0,0321	64,20	86,23	–	2,84	5,52
	БТ	127,0	101,6	12,7	р	ЗП-162-92	1199	0,0436	52,30	138,53	–	3,35	2,91

Продолжение таблицы 2.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Хвостовик													
3261-5324 Бурение КНБК №5	Долото	155,6	–	–	–	–	0,28	–	0,078	0,078	–	–	–
	Переводник	95,0	47,0	–	–	–	0,24	–	0,022	0,100	–	–	–
	Калибратор	155,6	48,0	–	–	–	0,32	–	0,025	0,125	–	–	–
	Двигатель	155,6		–	–	–	4,56	–	0,290	0,415	–	–	–
	УБТ	90,0	56,0	–	–	–	9,45	0,3410	3,222	3,637	–	–	–
	Переводник	120,0	58,0	–	–	–	0,47	–	0,058	3,695	–	–	–
	Обратный клапан	151,6	58,0	–	–	–	0,44	–	0,030	3,726	–	–	–
	Переводник	108,0	64,0	–	–	–	0,53	–	0,084	3,810	–	–	–
	Яс гидрав.	120,0	57,2	–	–	–	4	–	0,120	3,930	–	–	–
	Переводник	107,0	50,0	–	–	–	0,45	–	0,025	3,955	–	–	–
	БТ	89,0	71,0	9,0	Д	ЗП-127-54	1600	0,0197	31,52	35,47	–	4,25	6,63
	Переводник	120,0	54,0	–	–	–	0,43	–	0,030	35,51	–	–	–
	БТ	88,9	66,1	11,4	м	ЗП-140-57	500	0,0247	12,35	47,86	–	4,68	5,53
	УБТ	89,0	64,0	–	Е	–	90	0,0840	7,560	55,42	–	–	–
	БТ	88,9	66,1	11,4	м	ЗП-140-57	3113	0,0247	76,89	132,30	–	1,69	2,06

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Направление – бентонитовый раствор

На интервале бурения под направление (0-50 м), исходя из геологических данных, можно видеть, что на всем протяжении бурения под направление есть высокий риск поглощения. Также данный интервал сложен преимущественно глинами и песками, следовательно, при выборе типа бурового раствора, необходимо руководствоваться данными факторами. При бурении интервала под направление нам необходимо, ликвидировать поглощение и снизить риск обрушений стенок скважины.

Для бурения интервала от 0 до 50 метров, подходит бентонитовый буровой раствор, он повсеместно используется для бурения слабосцементированных песков, глин и песчаников. Для направления требуется вязкий буровой раствор с умеренной водоотдачей. Бентонитовый буровой раствор формирует стабилизирующую фильтрационную корку при бурении песков и глин. Глины и суглинки частично переходят в раствор и вызывают повышение вязкости и СНС, но данная проблема достаточно просто решается разбавлением водой или добавлением понизителя вязкости.

В состав выбранного раствора иногда включают высоковязкий понизитель фильтрации, при этом тип бурового раствора не меняется. В продукции компании «Baker Hughes», представленной на сайте, есть добавка, практически идеально подходящая под наши условия бурения. Это добавка Chek-LOSS™ Lost Circulation Material (LCM). Она позволит нам осуществлять контроль потерь жидкой фазы с минимальным воздействием на реологические свойства бурового раствора, а также закупоривать микротрещины и пористые образования. Также выбранная добавка поможет предотвратить дифференциальный прихват и позволит снизить проницаемость фильтрационной корки.

Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Компонентный состав бентонитового бурового раствора для бурения направления

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор щелочности pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50-80
Понизитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	0,5-1,5
Утяжелитель (барит)	Регулирование плотности	В соответствии с проведенным расчетом по формуле 2.1.
Понизитель фильтрации (Chek-LOSS™ LCM)	Стабилизатор, регулятор фильтрации	16
Ингибитор глин (Chek-LOSS™ LCM)	Предотвращение набухания глин	
Закупоривающий материал, кольматант (Chek-LOSS™ LCM)	Кольматация пор, трещин и каналов	

Данный раствор после приготовления обеспечивает следующие технологические свойства:

Таблица 2.14 – Технологические свойства бентонитового бурового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,03-1,07

Продолжение таблицы 2.14

Условная вязкость, с	Не менее 40 и не более 50
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 10
Содержание песка, %	< 2

Исходя из технологических свойств выбранного раствора, можно увидеть, что величина плотности 1,07 г/см³ не достигает минимального допустимого значения равного 1,16881 г/см³. Для этого определим количество утяжелителя, плотностью 4,3 г/см³, необходимое для утяжеления 1 м³ бурового раствора от 1,07 до 1,16881 г/см³:

$$q_{\text{ут}} = \frac{\rho_{\text{ут}} \cdot (\rho_{\text{убр}} - \rho_{\text{бр}})}{\rho_{\text{ут}} - \rho_{\text{убр}}}, [\text{кг}]; \quad (9)$$

$$q_{\text{ут}} = \frac{\rho_{\text{ут}} \cdot (\rho_{\text{убр}} - \rho_{\text{бр}})}{\rho_{\text{ут}} - \rho_{\text{убр}}} = \frac{4,3 \cdot (1,16881 - 1,07)}{4,3 - 1,16881} = 135,694 \text{ кг.}$$

Далее рассчитаем объем утяжелителя в 1 м³ бурового раствора по формуле 10:

$$V_{\text{ут}} = \frac{q_{\text{ут}}}{\rho_{\text{ут}}}, \left[\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3} \right]; \quad (10)$$

$$V_{\text{ут}} = \frac{0,13569}{4,3} = 0,03156 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$$

Кондуктор – полимер-глинистый раствор

При бурении интервала под кондуктор (50-322 м), мы также столкнемся с проблемой поглощения, так как поглощение возможно до 270 метров по вертикали, исходя из геологических данных. Интервал также сложен глинами, песками и неустойчивыми горными породами. Для бурения данного интервала, нужен такой буровой раствор, который помог бы решить следующие задачи: снизить поглощение, придать устойчивость стенкам ствола скважины, чтобы исключить осыпи, обвалы и желобообразования, исключить заклинки инструмента и сальникообразования.

Для данных геологических условий, подходит полимер-глинистый буровой раствор. Он предназначен для массового бурения эксплуатационных и разведочных скважин в различных отложениях.

Полимер – глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород. В то же время некоторые типы малоглинистых буровых растворов могут применяться для вскрытия продуктивного пласта. Полимер – глинистые буровые растворы характеризуются высокой гидрофильностью и псевдопластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига.

Также, была выбрана добавка, представленная в каталоге на сайте компании «Baker Hughes», BRIDGEFORM single-sack wellbore strengthening system. Выбранная добавка, позволит укрепить стенки скважины и снизит риск дифференциального прихвата. Также добавка уменьшает потери при фильтрации и имеет минимальное воздействие на реологические свойства выбранного бурового раствора.

Примерный компонентный состав полимер-глинистого бурового раствора представлен в таблице 2.15.

Таблица 2.15. Компонентный состав полимер-глинистого бурового раствора для бурения кондуктора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4-0,8
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2

Продолжение таблицы 2.15

Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	10-35
Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор реологических свойств	0,2-0,5
Смазочная добавка (BRIDGEFORM)	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1-1,5
Понизитель фильтрации (BRIDGEFORM)	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	
Смазочная добавка (BRIDGEFORM)	Снижение коэффициента трения в скважине	
Утяжелитель	Регулирование плотности	В соответствии с проведенным расчетом по формуле 10.

Данный раствор после приготовления обеспечивает следующие технологические свойства:

Таблица 2.16. Технологические свойства полимер-глинистого бурового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,04-1,05
Условная вязкость, с	30-35
Пластическая вязкость, сПз	12-18
ДНС, дПа	35-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	12-35/28-65
Водоотдача, см ³ /30 мин	4-8
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

Для повышения плотности полимер-глинистого бурового раствора плотностью 1,05 г/см³ до 1,12885 г/см³ было принято решение добавить в раствор утяжелитель плотностью $\rho_{\text{ут}} = 4,2 \text{ г/см}^3$ (барит). Определим

количество утяжелителя, необходимое для утяжеления 1 м³ бурового раствора от 1,05 до 1,14 г/см³:

$$q_{\text{ут}} = \frac{\rho_{\text{ут}} \cdot (\rho_{\text{убр}} - \rho_{\text{бр}})}{\rho_{\text{ут}} - \rho_{\text{убр}}} = \frac{4,2 \cdot (1,12885 - 1,05)}{4,2 - 1,12885} = 110,4 \text{ кг}$$

Объем утяжелителя в 1 м³ бурового раствора составляет:

$$V_{\text{ут}} = q_{\text{ут}} / \rho_{\text{ут}} = 0,1078 / 4,2 = 0,0256 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Техническая колонна и эксплуатационная колонны – полимерный (инкапсулированный) раствор

При бурении интервала под техническую и эксплуатационную колонны (322-3261 м), возможны такие осложнения, как, заклинки инструмента, вследствие желобообразования, сальникообразования, а также осыпи и обвалы. Также, исходя из геологических данных, данный интервал сложен преимущественно из глин, но встречаются пески и алевролиты. Поэтому, исходя из вышеперечисленного, для бурения интервала данные колонны, подходит полимерный (инкапсулированный) раствор.

Системы инкапсулированных буровых растворов проявляют свои ингибирующие свойства, когда полимер присоединяется к глинам на стенках скважины и препятствует обычным явлениям гидратации и дисперсии. Анионные карбоксильные группы прикрепляются к положительным зарядам по краям частиц глин. В силу того, что полимер имеет высокий молекулярный вес и разветвленную полимерную цепочку, он эффективно обволакивает глинистые частицы. Таким образом, на стенках ствола скважины образуется покрытие, препятствующее проникновению воды в глины. Инкапсулированный буровой растворов прекрасно подходит для бурения интервалов (техническая, эксплуатационная колонна) насыщенных глинами.

Также, для улучшения свойств бурового раствора, была выбрана добавка компании «Baker Hughes» LATIDRILL high-performance. Она обладает смазывающей способностью и обеспечивает стабильность стенок скважины. LATIDRILL является много функциональной добавкой, в её состав

входят такие компоненты, как: LATIBASE на водной основе - обеспечивает эффективную работу долота при бурении секций под техническую и эксплуатационную колонны; LATIMAGIC – стабилизатор стенок скважины и смазка, повышающая эффективность бурения; LATIRATE – позволяет увеличить скорость проходки и снижает трение о стенки ствола скважины и повышает эффективность скольжения.

Примерный компонентный состав полимерного (инкапсулированного) бурового раствора представлен в таблице 2.17.

Таблица 2.17. Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) бурового раствора для бурения технической колонны

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4-0,5
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	0,3-0,4
Синтетический понизитель фильтрации, инкапсулятор	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	1-1,2
Ингибитор глин (LATIDRILL)	Регулятор фильтрации	1,2-1,7
Понизитель вязкости (LATIDRILL)	Снижение вязкости раствора при попадании глин	
Смазочная добавка (LATIDRILL)	Снижение коэффициента трения в скважине	

После приготовления, полимерный (инкапсулированный) раствор обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 2.18.

Таблица 2.18. Примерные технологические свойства полимерного (инкапсулированного) раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,1-1,12
Условная вязкость, с	35-55
Пластическая вязкость, сПз	11-30
ДНС, дПа	45-85
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Наличие утяжелителя в выбранном буровом растворе не обязательно, выбранный буровой раствор обеспечивает необходимые плотности при бурении интервала под техническую колонну.

Потайная колонна (хвостовик) – раствор на углеводородной основе

При бурении интервала под хвостовик (3261-5324,2 м) мы столкнемся с глинами, песчаниками и алевролитами. Также мы столкнемся с такими осложнениями, как, осыпи и обвалы стенок скважины, заклинки инструмента, сальникообразования и желобообразования. Также возможно возникновение такой проблемы, как неэффективная очистка скважины.

Для бурения данного интервала подходит буровой раствор на углеводородной основе. В качестве дисперсионной среды эти растворы включают в себя углеводородную жидкость (УВ) – дизель, минеральное масло или другие синтетические жидкости. В целях экономии дорогостоящего углеводородного компонента данный раствор содержит эмульгированную воду (рассол). Таким образом, данный раствор представляет собой эмульсию типа вода-в-нефти и называется обратной или инвертной эмульсией.

Ключевые особенности данного типа растворов:

- углеводородная жидкость не оказывает негативного воздействия на активные глины и пропластки солей;
- за счет наличия ПАВ в растворе частицы шлама смочены УВ, соответственно не подвергаются воздействию воды, не диспергируются;

– в случае сохранения гидрофильных свойств горной породы вода в растворе не оказывает существенного влияния на глины из-за высокого содержания солей.

Поскольку эмульсия представляет из себя термодинамически-нестабильную систему в которой частицы диспергированной воды стремятся к коалиценции (т.е. слиянию капель водной фазы) для придания устойчивости эмульсии требуется введения эмульгатора.

Была выбрана добавка для бурового раствора производства «Baker Hughes» CARBO-DRILL™. Она обеспечит высокую скорость проходки и превосходную стабильность стенок ствола скважины. Система CARBO-DRILL™ состоит из специально разработанных полимеров, которые сохраняют реологические свойства выбранного бурового раствора.

CARBO-DRILL™ содержит специальные полимерные компоненты, такие как: эмульгаторы CARBO-MUL™ и CARBO-TEC™, структурообразователи CARBO-GEL™ и присадки для контроля фильтрации CARBO-TROL™.

CARBO-MUL™ и CARBO-TEC™, стабилизируют границу раздела между водной и внешней масляной фазой жидкостной системы на масляной основе. CARBO-GEL™ повысит пропускную способность бурового раствора и характеристики очистки скважины, а также поможет стабилизировать эмульсию и позволит контролировать потери жидкой фазы. CARBO-TROL™ предназначен для контроля потерь жидкости в пласте во время бурения.

Примерный компонентный состав РУО представлен в таблице 2.19.

Таблица 2.19. Компонентный состав РУО

Класс	Назначение	Концентрация, л, кг/м ³
Углеводородная основа	Минеральное масло	800-850
Известь	Источник кальция	12

Продолжение таблицы 2.19

Эмульгатор (CARBO-MUL™ и CARBO-TEC™)	Стабилизация эмульсии	5
Гидрофобизатор	Гидрофобизация выбуренной породы, уменьшение расхода эмульгатора	1-3
Регулятор реологии	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	1-3
Понизитель фильтрации (CARBO-TROL™)	Контроль фильтрации	5
Структурообразователь (CARBO-GEL™)	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	5

Данный раствор после приготовления обеспечивает следующие технологические свойства, представленные в таблице 2.20:

Таблица 2.20. Примерные технологические свойства РУО

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1-1,15
Условная вязкость, с	40-80
Пластическая вязкость, сПз	25-45
ДНС, дПа	35-130
СНС 10 сек/10 мин, дПа	12-30/60-90
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 3
Электростабильность, В	> 220

Добавление утяжелителей в выбранный раствор не требуется, так как он обеспечивает необходимое значение плотности раствора.

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах 2.21-2.23 соответственно.

Таблица 2.21 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в м/с открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диамет р		
Под направление									
0	50	бурение	0,256	0,024	периферийная	3	12,7	118,7	439,1
Под кондуктор									
50	322	бурение	0,644	0,058	периферийная	3	16	116,5	635,2
Под техническую колонну									
322	1810	бурение	0,878	0,072	периферийная	2х2	13х14	85,5	235,2
Под эксплуатационную колонну									
1810	3261	бурение	1,158	0,089	периферийная	3	13	85,5	163,1
Под хвостовик									
3261	5324	бурение	1,085	0,084	периферийная	3х3	18х9	46,7	22,8

Таблица 2.22 – Режим работы насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	

Продолжение таблицы 2.22

0	50	бурение	УНБТ-1180	2	95	130	367,2	0,95	106	22,56	45,11
50	322	бурение	УНБТ-1180	3	95	130	367,2	0,95	110	23,41	70,22
322	1810	бурение	УНБТ-1180	3	95	130	367,2	0,95	125	16,33	49
1810	3261	бурение	УНБТ-1180	2	95	130	367,2	0,95	80	17,02	34,05
3261	5324	бурение	УНБТ-1180	1	95	130	387,6	0,95	75	15,96	15,96

Таблица 2.23 – Распределение потерь давления в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид техно- логической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см2	Потери давления (в кгс/см2) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	50	бурение	111,3	97,3	0	3,6	0,4	10
50	322	бурение	167,6	90,5	30,4	32,7	4,1	10
322	1810	бурение	191,8	46,6	51,2	60,7	23,2	10
1810	3261	бурение	341,1	47,9	107,8	99,6	75,8	10
3261	5324	бурение	385,6	14,3	32,2	255,4	80,6	3,1

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Отбор керна не предусмотрен техническим заданием.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

В данном разделе приводятся результаты расчетов обсадных колонн, конструирования обсадных колонн по длине, расчетов процессов цементирования, проектирования процессов испытания и освоения скважин, а также приводятся результаты расчетов технологической оснастки обсадных колонн.

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Для расчета осадных колонн на прочность, необходимо рассмотреть основные случаи, когда наружное или внутреннее избыточное давление достигает максимальных значений. В результате данных расчетов будет подобрана группа прочности и толщина стенки обсадных труб. Которая позволит выдерживать заданные нагрузки.

В таблице 2.23 приведены основные параметры для расчета давлений при цементировании, плотность буферной жидкости принимаем 1050 кг/м^3 , продавка осуществляется водой, ее плотность 1000 кг/м^3 .

Таблица 2.23 – Интервалы цементирования тампонажными растворами различной плотности

Интервал	Интервал цементирования облегченным тампонажным раствором ($\rho = 1450 \text{ кг/м}^3$), м		Интервал цементирования тампонажным раствором нормальной плотности($\rho = 1850 \text{ кг/м}^3$), м	
	по вертикали	по стволу	по вертикали	по стволу
Направление	–	–	0-50	0-50
Кондуктор	0-220	0-220,4	220-320	220,4-322
Техническая колонна	0-1450	0-1677	1450-1550	1677-1810
Эксплуатационная колонна	950-2430	1017-3001,5	2430-2575	3001,5-3261
Хвостовик	–	–	2325-2585	2842,6- 3322

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

На рисунке 3 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

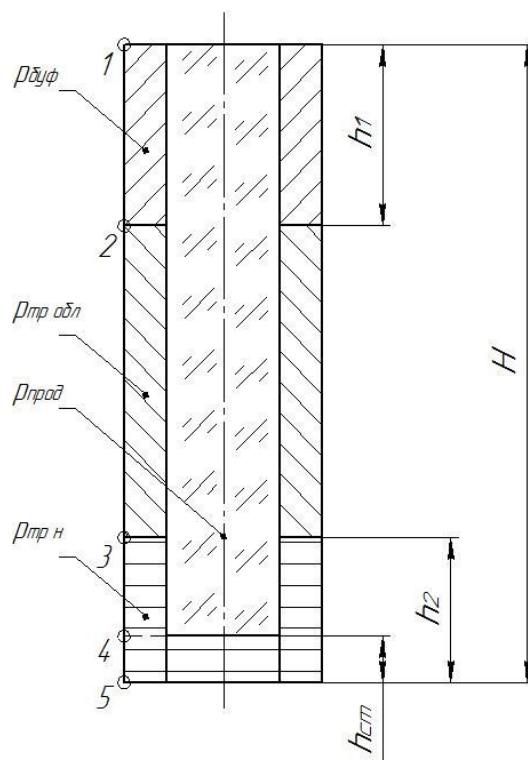


Рисунок 3 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

На рисунке 4 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации газовой скважины.

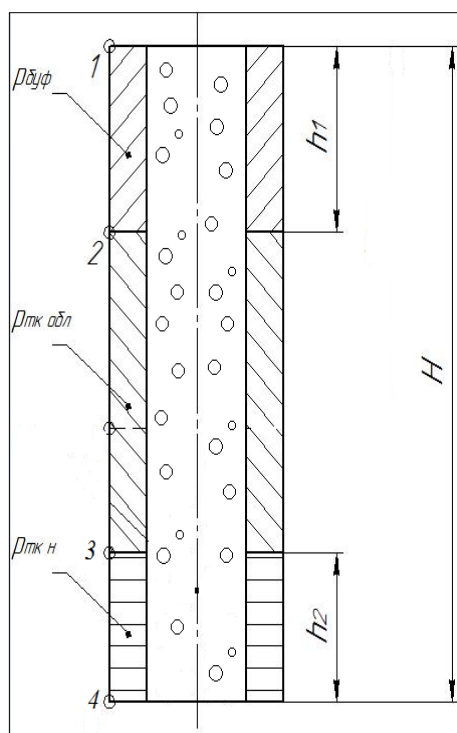


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации газовой скважины

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 5.

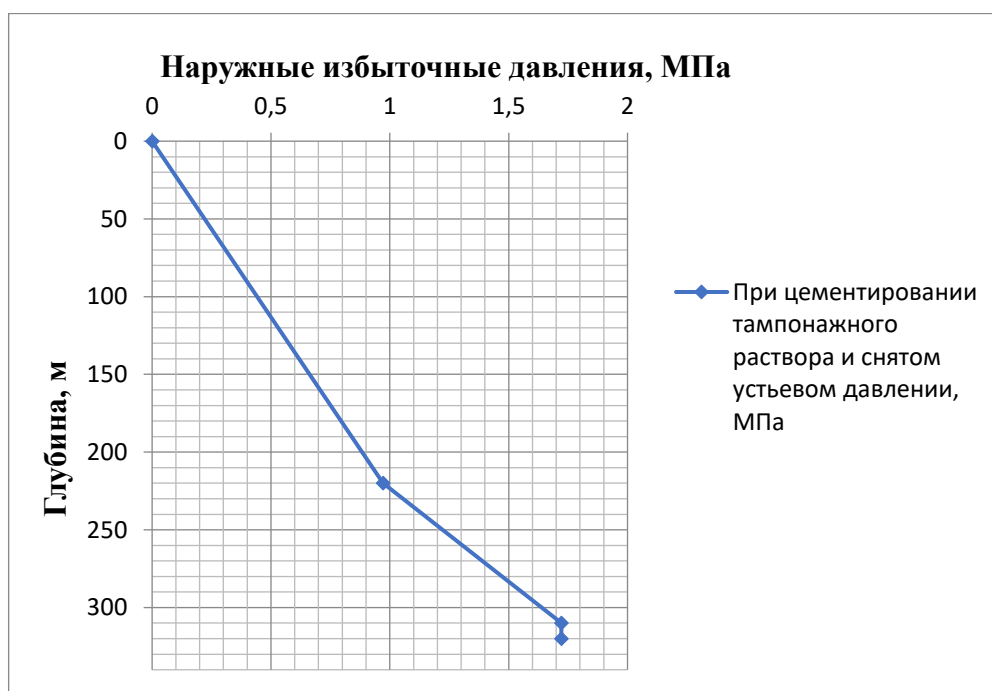


Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании технической колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 6.



Рисунок 6 – Эпюра наружных избыточных давлений для технической колонны

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении, а также в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 7.

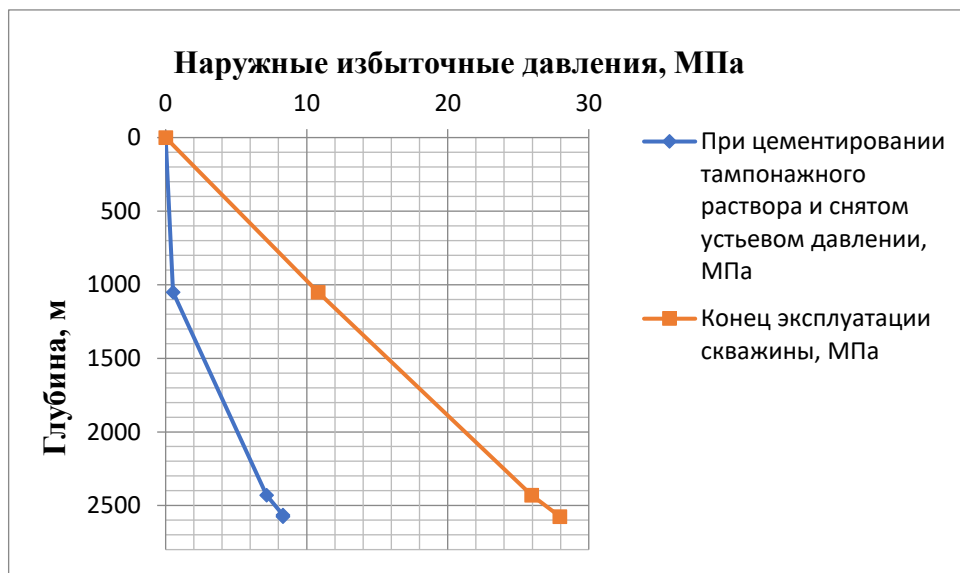


Рисунок 7 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Результаты расчета наружных избыточных давлений для хвостовика представлены на рисунке 8.



Рисунок 8– Эпюра наружных избыточных давлений для хвостовика

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

На рисунке 9 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

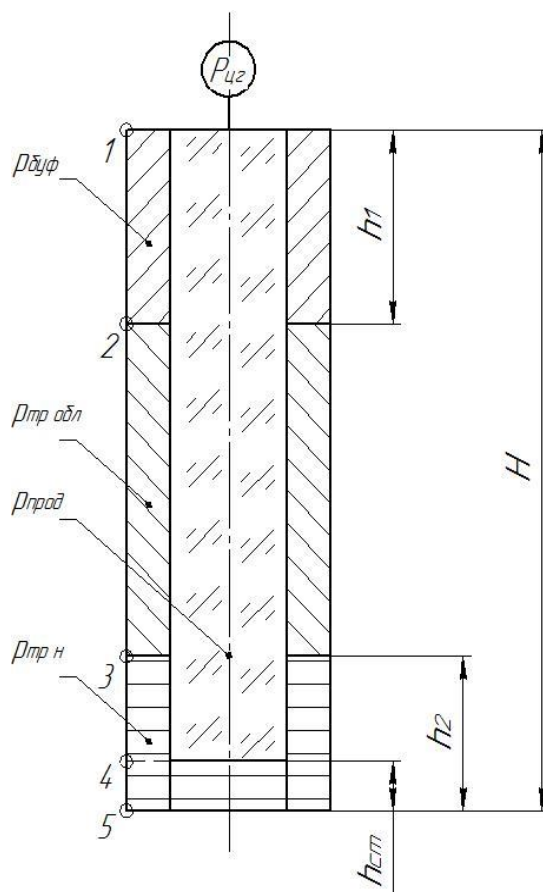


Рисунок 9 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

На рисунке 10 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

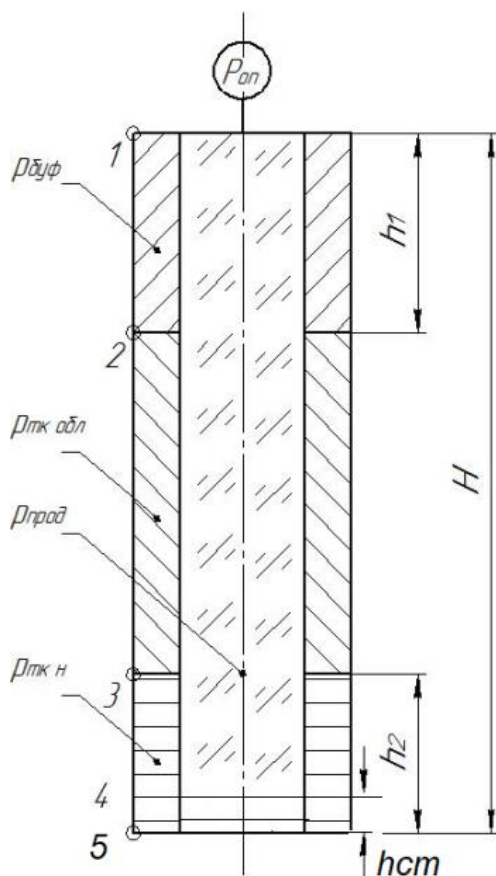


Рисунок 10 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Внутренние избыточные давления при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 11.

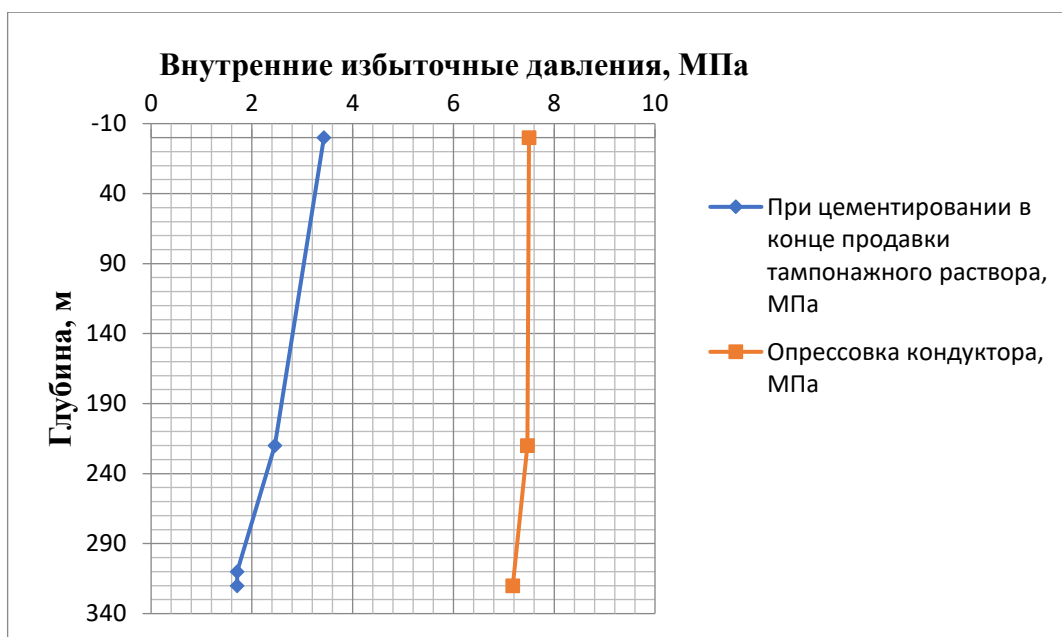


Рисунок 11 – Эпюры внутренних избыточных давлений для кондуктора

Внутренние избыточные давления при цементировании технической колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 12.

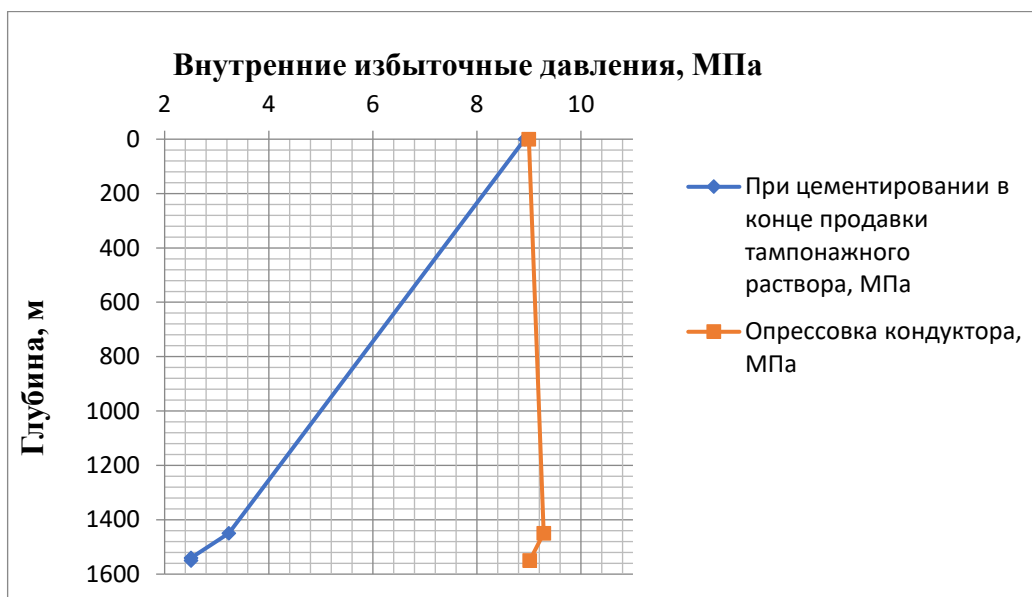


Рисунок 12 – Эпюры внутренних избыточных давлений для технической колонны

Внутренние избыточные давления при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 13.

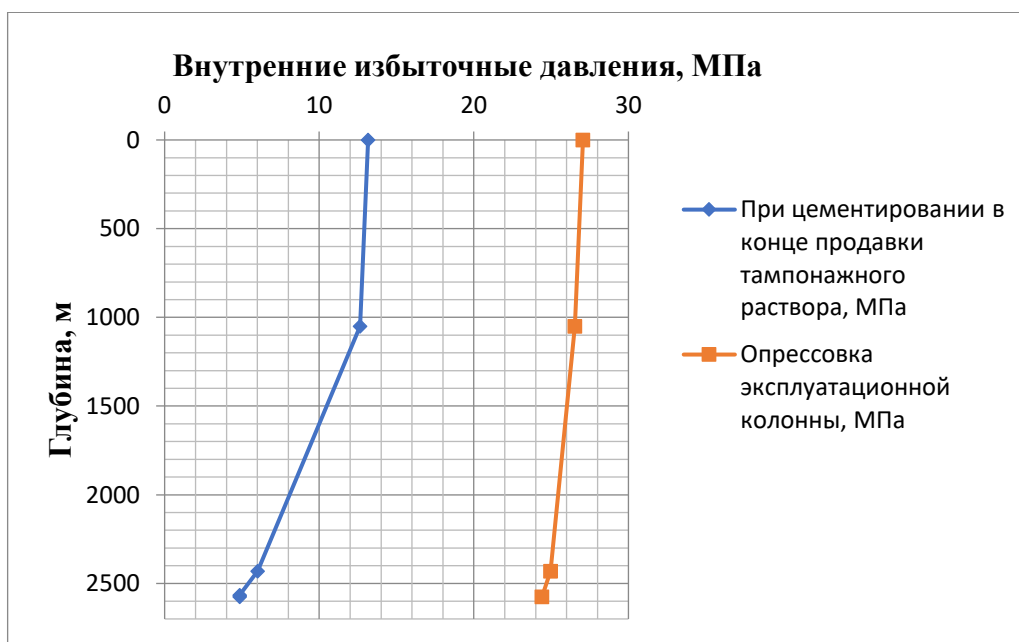
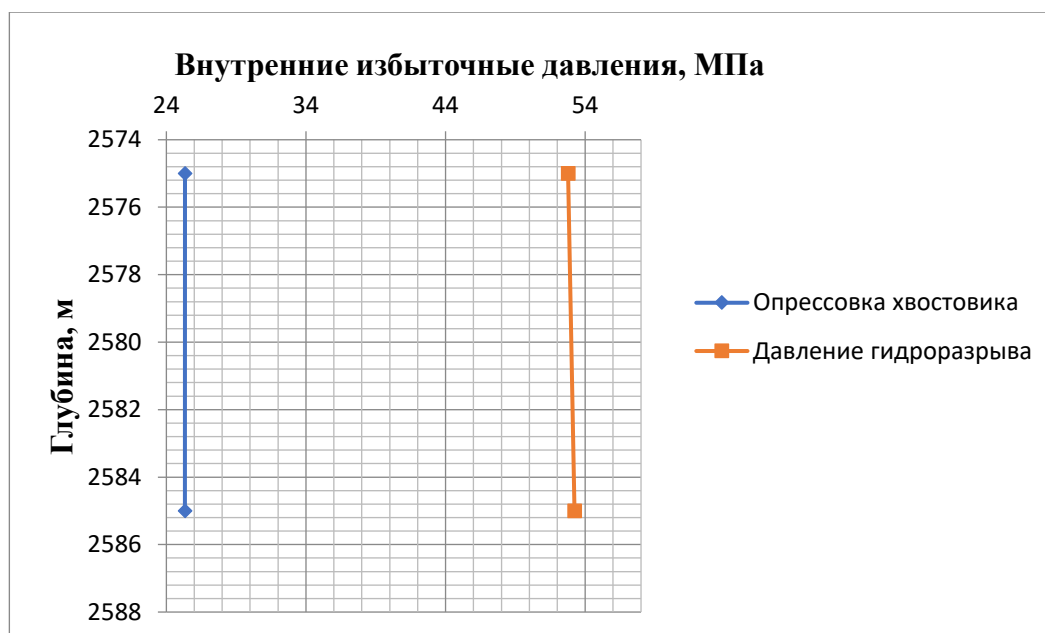


Рисунок 13 – Эпюры внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Внутренние избыточные давления при опрессовке и проведении ГРП в хвостовике представлены на рисунке 14.



2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

При конструировании обсадной колонны по длине, основными условиями влияющими на выбор группы прочности толщины стенки и типа соединения являются: недопущение разрыва колонны внутренним избыточным давлением, недопущение смятия колонны наружным давлением, а так же недопущения страгивания в замковом соединении.

Результаты расчетов сведены в таблицу 2.24.

Таблица 2.24 – Характеристики обсадных колонн

№	Тип соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Направление							
1	ОТТМ	Д	10	50	106,5	5325	5325	0-50
	Кондуктор							
1	ОТТМ	Д	8,5	322	68,4	22025	22025	0-322
	Техническая колонна							
1	ОТТМ	Д	7,9	1810	48	86880	86880	0-1810

Продолжение таблицы 2.24

Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Е	10,4	3261	48,1	156854	156854	0-3261
Хвостовик								
1	ОТТМ	М	9,2	2481	27,3	67731	67731	2843 – 5324

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{зр}, \quad (11)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{зр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины.

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора $P_{гс\ кп}$ определяется по формуле:

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (12)$$

где $\rho_{буф}$, $\rho_{н\ тр}$, $\rho_{тр\ обл}$, h_1 , h_2 – величины, значения которых были определены в подразделе «Расчет обсадных колонн на прочность».

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гд\ кп}$ определяются по формуле:

$$P_{гд\ кп} = \lambda \cdot L, \quad (13)$$

где λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м (таблица 2.25)

L – длина скважины по стволу, м;

Таблица 2.25 – Гидравлические сопротивления в затрубном пространстве при цементировании

Параметр	Значение параметра		
Диаметр колонны, мм	219 и выше	140-194	114-127
Коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м	0,00065	0,0013	0,0008

Результаты проверки условия недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора представлены в таблице 2.26.

Таблица 2.26 – Результаты проверки условия недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора

Параметр	Направление	Кондуктор	Техническая колонна	Эксплуатационная колонна	Хвостовик
$P_{гс\text{ кп}}$, МПа	0,8927	4,0162	16,1522	33,575	34,0618
$P_{гд\text{ кп}}$, МПа	0,0325	0,2576	1,24	4,2393	4,2592
$P_{гп}$, МПа	1	6,08	26,35	48,264	49,115
Проверка условия	0,8927<0,902 (условия выполняется)	4,2738<5,776 (условия выполняется)	17,392<27,97 (условия выполняется)	37,82<46,48 (условия выполняется)	38,30<46,659 (условия выполняется)

На всех интервалах условия выполняются, следовательно, проектируется одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объема тампонажной смеси

Объём тампонажного раствора $V_{тр}$ (в м³) определяется как сумма объёма кольцевого пространства, объёма кольцевого пространства между стенками скважины и стенками обсадной колонны учитывая коэффициент кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{тр} = \pi \cdot [(D_{эк\text{ д}}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк\text{ н}}^2) \cdot (L - L_{тк}) + (D_{к\text{ вн}}^2 - D_{эк\text{ н}}^2) \cdot (L_{тк} - L_1) + d_{эк\text{ вн}}^2 \cdot l_{ст}] / 4. \quad (14)$$

Общий объём тампонажного раствора складывается из объёмов облегчённого раствора и раствора нормальной плотности:

$$V_{тр} = V_{тр\ обл} + V_{тр\ норм} . \quad (15)$$

Рассчитаем объёмы облегчённого раствора и раствора нормальной ПЛОТНОСТИ:

$$V_{тр\ обл} = \pi \cdot [((D_{тк\ вн}^2 - D_{эк\ н}^2) \cdot (L_{тк} - L_1)) + ((D_{эк\ д}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк\ н}^2) \cdot (L - h_2 - L_{тк}))] / 4. \quad (16)$$

$$V_{тр\ норм} = \pi \cdot [(D_{эк\ д}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк\ н}^2) \cdot h_2 + D_{эк\ вн\ 1}^2 \cdot l_{см}] / 4. \quad (17)$$

$$V_{обл\ нл} = 0,785 \cdot (((0,2287^2) - (0,1778^2)) \cdot (3261 - 1147)) + (((0,2223^2) \cdot 1,1 - (0,1778^2)) \cdot (3261 - 1147 - 260)) = 76,51 \text{ м}^3.$$

$$V_{н\ нл} = 3,14 \cdot (((((0,1556^2) \cdot 1,10) - (0,127^2)) \cdot 480) + ((0,1086^2) \cdot 10)) / 4 = 4,05 \text{ м}^3.$$

$$V_{тр} = 76,51 + 4,05 = 80,56 \text{ м}^3.$$

где L_1 – глубина по стволу раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора, м;

$d_{эквн\ 1}$ – внутренний диаметр 1-ой секции обсадной колонны, м;

$l_{см}$ – длина по стволу цементного стакана в обсадной колонне, м.

2.4.2.3 Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей

Объем буферной жидкости для цементировании эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле:

$$V_{б.жс} = S_{к.п.о.с} \cdot V_{в.п} \cdot t, \quad (18)$$

где $S_{кп.ос}$ $0,02299 \text{ м}^2$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе;

$V_{кп} = 0,5 \text{ м/с}$ – скорость восходящего потока (0,5–0,8 м/с);

$t = 600 \text{ с}$ – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным $600 \div 720 \text{ с}$ при ламинарном течении).

$$V_{б.ж.} = 0,02299 \cdot 0,5 \cdot 600 = 6,897 \text{ м}^3.$$

Расчёт необходимого количества продавочной жидкости $V_{\text{прод}}$ (м^3) выполняется по формуле:

$$V_{\text{прод}} = k_{\text{прод}} \cdot \pi \cdot [(d_{\text{эк вн}}^2 \cdot L - d_{\text{эк вн 1}}^2 \cdot h_{\text{ст}})] / 4. \quad (19)$$

$$V_{\text{прод}} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot ((0,1086^2) \cdot 5324 - (0,1086^2) \cdot 10) / 4 = 50,67 \text{ м}^3.$$

2.4.2.4 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

Для повышения времени загустевания тампонажного раствора, необходимо добавить в его рецептуру нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) в концентрации $0,41 \text{ кг/м}^3$.

В качестве буферной жидкости будем использовать водный раствор материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» и «МБП-МВ» в пропорции 1 к 4 к объёму буферной жидкости. Расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м^3 , а «МБП-МВ» – 15 кг/м^3 .

В таблице 2.27 представлена информация об объемах продавочной и буферной жидкостей.

Таблица 2.27 – Расчет количеств компонентов при проведении цементажа

Наименование жидкости	Объем жидкости, м^3		Плотность жидкости, кг/м^3	Объем воды для приготовления, м^3	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	6,897	1,3	1050	5,2	МБП-СМ	96,6
		5,2		1,7	МБП-МВ	82,8
Продавочная жидкость	50,67		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	76,51		1400	65	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	50138
					НТФ	31,4

Продолжение таблицы 2.27

Нормальной плотности тампонажный раствор	4,05	1850	2,54	ПЦТ-II-50	5220,8
				НТФ	1,66

2.4.2.5 Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.5.1 Выбор типа и расчет необходимого количества цементирующего оборудования

Исходя из общей массы тампонажной смеси расположенной в бункерах, рассчитываем потребное число цементосмесительных:

$$m = G_{\text{сух}} / G_{\text{б}}. \quad (20)$$

- Для цемента нормальной плотности

$$m = 5220,8 / 13 = 0,4 \text{ (требуется 1 цементосмесительная машина)}$$

- Для облегченного

$$m = 50,138 / 10 = 5,014 \text{ (требуется 6 цементосмесительных машины)}$$

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин ведется для каждого цемента отдельно.

В таблице 2.28 представлены результаты расчета необходимого количество цементирующего оборудования.

Таблица 2.28 – Результаты расчета необходимого количество цементирующего оборудования

Интервал	Количество цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора	Количество цементосмесительных машин для тампонажного раствора нормальной плотности
Направление	—	1

Продолжение таблицы 2.28

Кондуктор	–	1
Техническая колонна	6	1
Эксплуатационная колонна	6	1
Хвостовик	6	1

Таким образом, для проведения операций по цементированию скважины понадобятся шесть цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора и одна для тампонажного раствора нормальной плотности. Схема обвязки цементировочной техники представлена на рисунке 15.

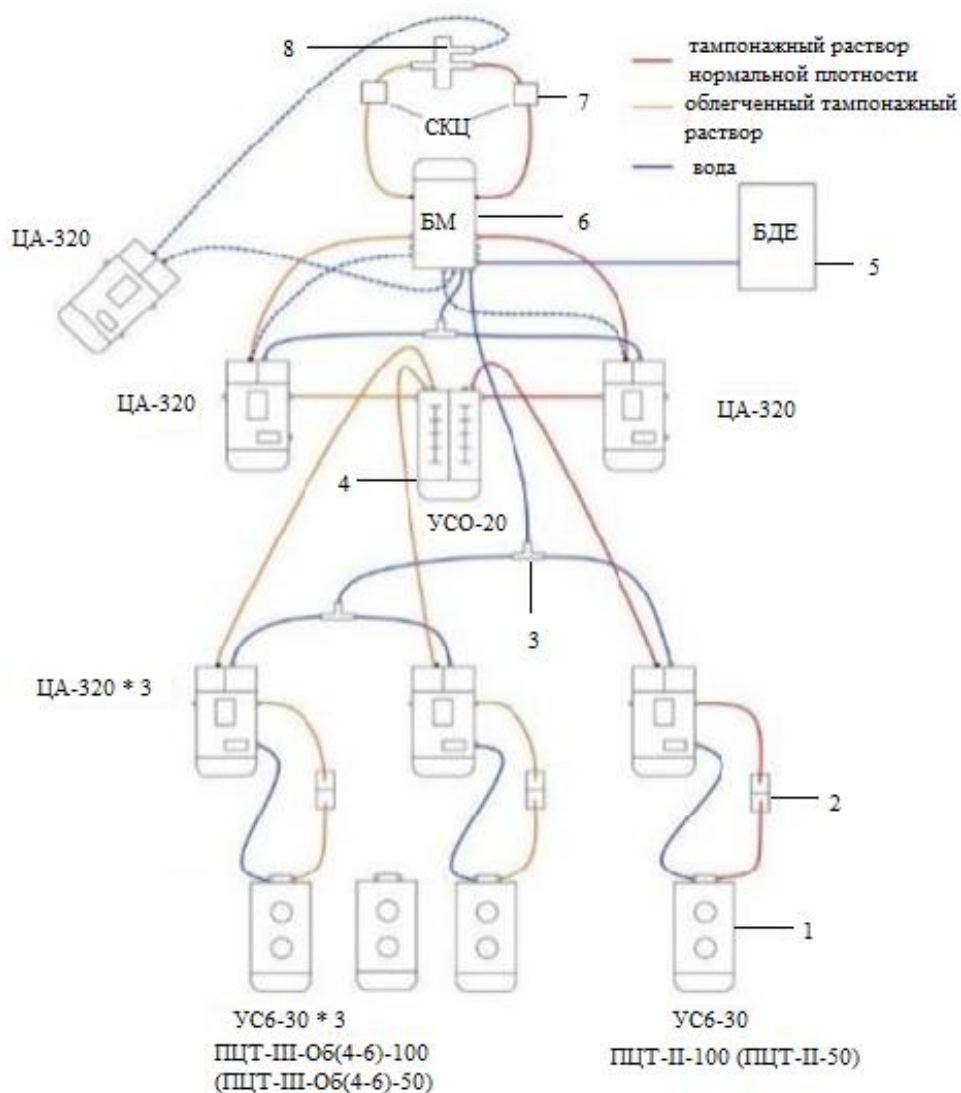


Рисунок 15 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования: 1 – цементосмесительная машина типа УС 6-30; 2 – бачок

затворения; 3 – тройник; 4 – установка смесительная осреднительная типа УСО-20; 5 – блок дополнительных емкостей; 6 – блок манифольда; 7 – станция контроля цементирования; 8 – цементирующая головка.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для подвешивания хвостовика проектируется подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая, которая подбирается в соответствии с диаметрами колонн.

Для дальнейшего проведения многостадийного гидроразрыва пласта, в оснастку включены муфты ГРП, активируемые перепадом давления.

Запроектированная технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 2.29.

Таблица 2.29 – Технологическая оснастка обсадных труб

Название колонны, D _{усл} мм	Наименование, шифр, типоразмер, Производитель: «НЕФТЕМАШ»	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От по стволу	До по стволу		
1	2	3	4	5	6
Направление, 426	БКМ-426	50	50	1	1
	ЦКОДМБД-426	41	41	1	1
	ПЦ-2-426/490	0	20	2	6
		20	50	3	
		50	54	1	
	ПРП-Ц-426	45	45	1	1
Кондуктор, 323,9	БКМ-324	322	322	1	1
	ЦКОДМ-324	312	312	1	1
	ПЦ-2-324/394	0	180	9	14
		180	322	5	
	ПРП-Ц-Н-324	312	312	1	1

Продолжение таблицы 2.29

Техническая колонна, 244,5	БКМ-245	1810	1810	1	1
	ЦКОДМБЛ-245	1800	1800	1	1
	ЦЦ-2-245-295	0	600	20	59
		600	1200	20	
		1200	1770	19	
	ПЦВ-245				
Эксплуатационная колонна, 177,8	БКМ-178	3261	3261	1	1
	ЦКОД-178	3251	3251	1	1
	ЦПЦ-178/216	0	90	3	108
		90	1800	57	
		1800	3240	48	
	ПРП-В-178	3210	3210	1	1
	ПРП-Н-178	3240	3240	1	1
Хвостовик, 127	ПЗГ-127 Г	2852	2852	1	1
	БКМ-127	5324	5324	1	1
	ЦКОДУ-127	5314	5314	1	1
	ЦПС-127-165	2862	4192	45	83
		4192	4942	25	
		4942	5332	13	
	ПХГМЦЗ 127/178	2842	2842	1	1

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

Жидкость глушения должна обеспечивать в первую очередь необходимую репрессию на пласт, для предотвращения поступления флюида в скважину, а также сохранять коллекторские свойства пластаю

Плотность жидкости глушения определяется для газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 21:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h}, \quad (21)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункту 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$);

$P_{пл}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па;

h – глубина испытываемого пласта, м.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 26,567 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 2585} = 1100 \frac{кг}{м^3},$$

Согласно пункту 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 22:

$$V_{ж.г.} = 2 \cdot 0,7854 \cdot (V_{внЭК1} + V_{внЭК2} + V_x), \quad (22)$$

где $V_{внхв}$ – внутренний объем хвостовика, м³,

$V_{внЭК}$ – внутренний объем ЭК, м³,

$$V_{ж.г.} = 2 \cdot 0,785 \cdot (V_{внЭК1} + V_x) = 2 \cdot 0,785 \cdot (0,02201 \cdot 2481 + 0,00926 \cdot 2481) = 134,311 \text{ м}^3.$$

2.4.4.2 Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы

различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х35, представленную на рисунке 16, так-как в разрезе у нас присутствуют газовые пласты, а также для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1).

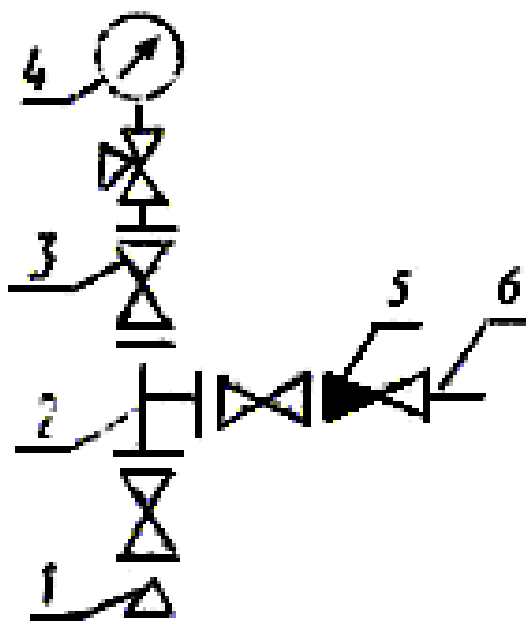


Рисунок 16 – Арматура фонтанная АФ1-80/65х35

2.4.4.3 Вызов притока

В основе всех способов вызова притока лежат три технологических приёма создания депрессии на продуктивный пласт:

- уменьшение плотности жидкости в скважине;
- снижение уровня жидкости в скважине;
- снижение давления в интервале продуктивного пласта с помощью струйных насосов.

Технология освоения скважин эжекторными установками с очисткой призабойной зоны производится путем воздействия на пласт циклическими управляемыми депрессиями. Реализуется при помощи установленного на колонне НКТ пакера и смонтированного над ним струйного аппарата.

Подачей насосным агрегатом рабочего агента к соплу струйного насоса понижается давление в подпакерной части скважины до требуемой величины. Соответствующим режимом работы насосного агрегата необходимое время поддерживается величина депрессии. Схема обвязки при проведении вызова притока представлена на рисунке 17.

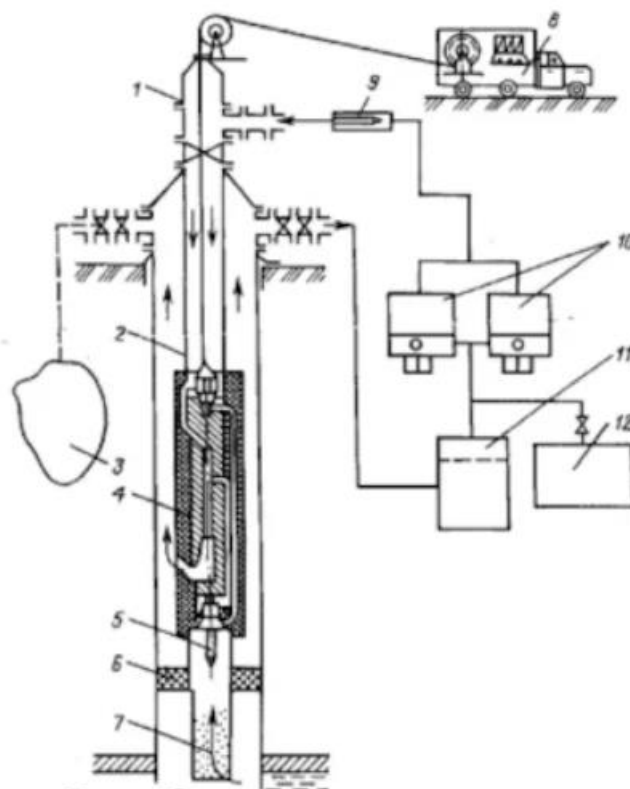


Рисунок 17 – Схема обвязки оборудования при проведении работ по вызову притока

2.4.4.4 Выбор муфт ГРП и расчет их количества

Для проведения МГРП на данной скважине используются муфта гидравлическая МГ–127. Она спускается в скважину как составляющая часть обсадной колонны. Активация муфты происходит посредством создания определенного давления внутри колонны. Количество муфт проектируется исходя из длины горизонтального участка, которая составляет 2000 метров.

Муфты устанавливаются с интервалом в 90-100 метров, то есть необходимо проектировать 20 муфт МГ–127. Для разобщения зон МГРП друга от друга в заколонном пространстве используются 2 набухающих пакера ПГМЦ 127 на одну муфту, таким образом, потребуется 40 пакеров.

Характеристики муфт ГРП и используемых пакеров представлены в таблицах В.1, В.2 и В.3 приложения В соответственно.

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных колонн, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 5000/250 ЭК. При проведении расчетов также учитывается проектируемый силовой верхний привод от предприятия SLC Group, масса которого составляет 9,8 т. Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 2.30.

Таблица 2.30 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

БУ 5000/250 ЭК			
Максимальный вес бурильной колонны с СВП, тс ($Q_{\text{бк}} + Q_{\text{свп}}$)	148,3	$[G_{\text{кр}}] \times 0,6 \geq Q_{\text{бк}} + Q_{\text{свп}}$	$150 > 148,3$
Максимальный вес обсадной колонны с СВП, тс ($Q_{\text{об}} + Q_{\text{свп}}$)	166,7	$[G_{\text{кр}}] \times 0,9 \geq Q_{\text{об}} + Q_{\text{свп}}$	$225 > 166,7$

Продолжение таблицы 2.30

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	158,2	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	250/216,71 =1,15>1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	250		

3. Технология гидроразрыва пласта. Анализ видов проппанта

Гидравлический разрыв пласта (ГРП, основная технологическая составляющая метода Фрекинга, или fracking) – один из способов интенсификации работы нефтяных и газовых скважин и увеличения приемистости нагнетательных скважин.

Технология ГРП заключается в создании высокопроводимой трещины в целевом пласте под действием подаваемой в него под давлением жидкости для обеспечения притока добываемого флюида (природный газ, вода, конденсат, нефть или их смесь) к забою скважины.

После проведения ГРП дебит скважины, как правило, резко возрастает или существенно снижается депрессия.

Технология ГРП позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа традиционными способами уже невозможна или малорентабельна. Технология ГРП может также использоваться для дегазации угольных пластов, подземной газификации, и тд

Кроме того, в настоящее время технология применяется для разработки новых нефтяных пластов, извлечение нефти из которых традиционными способами нерентабельно ввиду низких получаемых дебитов.

Первым материалом, который использовался для удержания трещины в раскрытом состоянии, был кремнистый песок. По мере развития технологии становилось ясно, что некоторые типы песка лучше других. Кроме того, были созданы искусственные проппанты, пригодные для использования там, где естественные пески непригодны.

Проппант предназначен для предотвращения смыкания трещины после окончания закачивания. Проппант добавляется к жидкости глушения и закачивается вместе с ней. Возможности трещины транспортировать жидкость к стволу скважины, обусловлены пропускной способностью трещины. Обычно она определяется произведением проницаемости трещины и ширины трещины: $s k w$, (1) где k - проницаемость (миллидарси); w - ширина трещины (мм).

3.1 Техника и технология ГРП

Гидравлический разрыв проводят в пластах с различной проницаемостью в случае падения дебита или приемистости нагнетательных скважин.

До проведения гидроразрыва скважину испытывают на приток, определяют ее поглотительную способность и давление при поглощении. С этой целью одним агрегатом закачивают нефть до получения на устье некоторого избыточного давления, при котором скважина начинает принимать жидкость. В течение 10—20 мин замеряют расход при постоянном давлении нагнетания. После подключения второго агрегата и увеличения количества закачиваемой жидкости поднимают давление на 2—3 МПа и вновь определяют расход. [4]

Процесс увеличения расхода жидкости и давления повторяют несколько раз, и в конце исследования создают максимально возможное давление, при котором вновь замеряют расход. По полученным данным строят кривую зависимости приемистости скважины от давления нагнетания. По данным о поглотительной способности скважины до и после разрыва определяют количество жидкости и давление, необходимые для проведения разрыва, а также судят о качестве проведенного разрыва и об изменениях проницаемости пластов призабойной зоны после разрыва. За давление разрыва

пласта условно принимают давление, при котором коэффициент приемистости скважины увеличивается в 3-4 раза по сравнению с начальным.

Забой скважины очищают от грязи способом дренирования и затем промывают. В отдельных случаях для увеличения фильтрационных свойств пластов рекомендуется предварительно обработать скважину соляной или грязевой кислотой и провести дополнительную перфорацию. Осуществление этих мероприятий способствует снижению давления разрыва и повышению его эффективности.

После промывки, очистки и проверки специальным шаблоном в скважину спускают насосно-компрессорные трубы диаметром 75 или 100 мм, по которым прокачивается жидкость разрыва. Для предохранения обсадной колонны от воздействия большого давления над разрываемым пластом устанавливают пакер, который разобщает фильтровую зону пласта от ее вышележащей части. Благодаря этому давление, создаваемое насосами, передается только на фильтровую зону и на нижнюю поверхность пакера.

Применяют различные конструкции пакеров. Наиболее распространены шлипсовые пакеры, выпускаемые под различные диаметры эксплуатационных колонн и рассчитанные на давление 50 МПа. [1]

Герметизация обсадной колонны осуществляется при деформации резиновых уплотнительных манжет от веса колонны насосно-компрессорных труб при опоре конуса на шлипсы пакера, центрирование которого осуществляется фонарем. Замковое устройство фонаря раскрывается при трении фонаря о стенки обсадных труб во время вращения пакера.

Осевая нагрузка при гидроразрыве воспринимается головкой пакера с опорным кольцом и передается на якорь, удерживающий пакер и колонну насосно-компрессорных труб от перемещения вверх. Головка пакера имеет левую резьбу в месте соединения с якорем.

В случае заклинивания манжет в обсадной колонне якорь может быть отвинчен от пакера правым вращением и поднят на поверхность.

В процессе закачки рабочей жидкости для гидроразрыва создающийся перепад давления между внутренней частью якоря и кольцевым зазором в эксплуатационной колонне деформирует резиновую трубку, выдвигая плашки до упора в стенку колонны. Плашки, врезаясь своими острыми зубцами в стенки труб, удерживают якорь и соответственно пакер от выталкивания вверх по скважине. [2]

Наряду со шлипсовыми пакерами применяют пакеры самоуплотняющиеся ПС. В этой конструкции герметизация достигается за счет самоуплотнения резиновых манжет под воздействием жидкости гидроразрыва.

В отличие от других типов пакеров в конструкции пакера ПС предусмотрен перепускной клапан, предназначенный для перепуска жидкости гидроразрыва в затрубное пространство во время спуска пакера, за счет чего снимается давление на самоуплотняющиеся манжеты. Перепускной клапан присоединяется через переводник и устанавливается выше гидравлического якоря.

После спуска труб с пакером и якорем устье скважины оборудуют специальной головкой, к которой подключают агрегаты для нагнетания в скважину жидкости разрыва. [4]

3.2 Свойства расклинивающих материалов

Расклинивающие агенты обладают следующими свойствами:

1) размеры и однородность;

– с уменьшением предельных размеров частиц материала увеличивается нагрузка, которой он может противостоять, что способствует устойчивости проницаемости заполненной проппантом трещины;

– при нулевом напряжении смыкания проницаемость керамического проппанта 20/40. Одна из причин этого – более однородная, по сравнению с песком, сферичность керамических частиц;

- значительное содержание мелких частиц (пыли) в песке может существенно понизить проницаемость трещины разрыва. Например, если через сито 40 проходит 20 % частиц проппанта 20/40, проницаемость снизится в 5 раз;

- проницаемость песка 10/16 примерно на 50 % выше проницаемости песка 10/20;

- оценку свойств проппантов рекомендуется проводить по методике Американского Нефтяного Института (API RP 56);

2) прочность.

- при увеличении напряжения смыкания трещины или горизонтального напряжения в скелете породы пласта происходит существенное снижение проницаемости проппантов. Как видно из графиков долговременной проницаемости проппантов, при напряжении смыкания 60 МПа проницаемость проппанта 20/40 “CarboProp” значительно выше, чем у обычного песка. При напряжении смыкания выше, чем у обычного песка. При напряжении смыкания примерно 32 МПа кривые размеров частиц для всех обычных песков быстро падают. Прочность песчаных зерен колеблется в зависимости от места происхождения песка и предельных размеров частиц;

3) термохимическая стабильность.

- Все применяемые проппанты должны быть, по возможности, химически инертны. Они должны противостоять агрессивным жидкостям и высоким температурам;

4) стоимость.

- Наиболее дешевым проппантом является песок. Высокопрочные проппанты, например, агломерированный боксит или песок со смолистым покрытием, гораздо дороже. Оценку их применимости следует делать на основании индивидуального экономического анализа по данной скважине. [3]

3.3 Виды используемых расклинивающих агентов (проппантов)

Существует две основные категории проппантов – это естественные пески и искусственные керамические или бокситовые проппанты. Пески используются для гидроразрыва пластов в условиях низких напряжений, для глубин примерно до 2400 м и меньше (предпочтительно, намного меньше).

Искусственные проппанты используются для ситуаций высоких напряжений, как правило, в пластах на глубинах свыше 2400 м. [1]

Расклинивание выполняется с целью поддержать проницаемость, созданную путем гидроразрыва. Проницаемость трещины зависит от ряда взаимосвязанных факторов:

- 1) типа, размера и однородности проппанта;
- 2) степени его разрушения или деформации;
- 3) количества и способа перемещения проппанта.

Размеры сит выбираются по предельным размерам частиц, представлены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Зависимость размера частиц от размера сит

Размер сит	Предельные размеры частиц (мм)
100	0,150
40-60	0,419-0,250
20-40	0,841-0,419
12-20	1,679-0,841
8-12	2,380-1,679

Первым материалом, который использовался для удержания трещины в раскрытом состоянии, был кремнистый песок. По мере развития технологии становилось ясно, что некоторые типы песка лучше других.

Кроме того, были созданы искусственные проппанты, пригодные для использования там, где естественные пески непригодны.

3.3.1 Керамические проппанты

Существует два типа керамических проппантов: агломерированный боксит и проппанты промежуточной прочности. Проницаемость последних близка к проницаемости агломерированного боксита, плотность же их ниже, чем у боксита, но чуть выше, чем у песка.

Агломерированный боксит – это высокопрочный проппант, разработанный компанией "Эксон продакшн рисерч". Изготавливают его из высококачественных импортных бокситовых руд. Процесс изготовления включает измельчение руды на очень мелкие частицы, преобразование первичной руды в сферические частицы нужного размера и обжиг их в печи при достаточно высокой температуре, вызывающей процесс агломерации. Конечный продукт обычно содержит 85% Al_2O_3 . Остальные 15% составляют оксиды железа, титана и кремния. Удельная плотность его 3,65 по сравнению с плотностью песка 2,65. Применяются агломерированные бокситы в основном в глубоких (глубже 3500 м) скважинах.

3.3.2 Керамики промежуточной плотности

Эти проппанты отличаются от агломерированных бокситов, прежде всего, своим составом. Содержание оксида алюминия в них ниже, содержание кремния - выше, а удельная плотность составляет 3,15.

При давлениях до 80 Мпа по проницаемости они близки к агломерированным бокситам. Поэтому в большинстве случаев, благодаря более низкой стоимости, ими заменяют бокситы.

3.3.3 Керамики низкой плотности

Эти проппанты изготавливаются так же, как и другие керамики. Главное их отличие - состав. Они содержат 49% Al_2O_3 , 45% SiO_2 , 2% TiO_2 и следы других оксидов. Плотность этих проппантов равна 2,72, то есть они

наиболее распространенные проппанты благодаря их цене, прочности плотности, близкой к плотности песка. [2]

3.4 Выбор проппанта и его действие

При производстве ГРП, для того чтобы регулировать процессы оседания, применяют методы закачки проппанта различных фракций. Примером такой технологии может служить закачка основного объема песка, или среднепрочного проппанта типа 20/40, с последующей закачкой средне- или высокопрочного проппанта типа 16/20 или 12/20 в количестве 10-40% от общего объема. При этом достигаются следующие цели:

- крепление трещины высокопрочным проппантом в окрестности скважины, где напряжение сжатия наиболее высокое;
- снижение стоимости операции, так как керамические проппанты в 2 - 4 раза дороже песка;
- создание наибольшей проводимости трещины в окрестности забоя, где скорость фильтрации флюида максимальная;
- предотвращение выноса проппанта в скважину.

Поскольку проппанты (расклинивающие агенты) должны противостоять напряжениям в земле, удерживая трещину раскрытой после снятия гидравлического давления жидкости разрыва, прочность материала имеет особую важность. Расклинивающий материал должен быть достаточно прочным, чтобы выдерживать напряжение смыкания трещины, в противном случае проводимость слоя (раздробленного) проппанта будет значительно ниже запроектированного значения (уменьшается как ширина, так и проницаемость слоя проппанта). [1]

Принцип выбора типа проппанта представлен на рисунке 18.

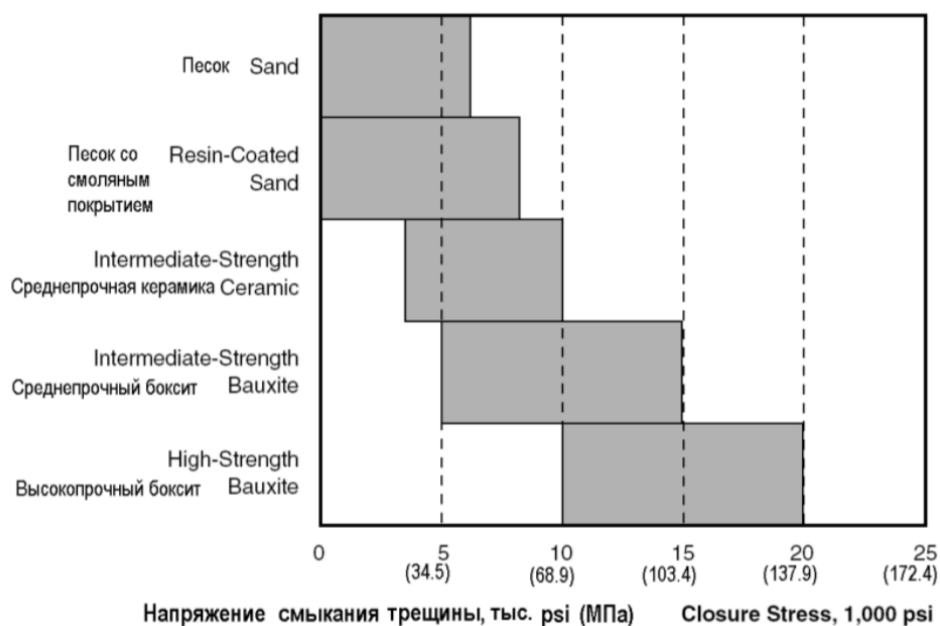


Рисунок 18 – Принцип выбора типа проппанта

Вывод: в ходе анализа были рассмотрены виды проппанта, используемые при проведении ГРП и была рассмотрена таблица выбора проппанта в зависимости от размера пор. Было выявлено, что кремнистые пески являются наиболее распространенными материалами, используемыми в качестве расклинивающих агентов. Были рассмотрены керамические проппанты, в частности бокситы, а также керамики средней и низкой плотности.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура предприятия

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

Нефтегазовая компания «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» («Сахалин Энерджи») ведет освоение Пильтун-Астохского и Лунского месторождений на северо-восточном шельфе острова Сахалин. В задачи компании входят добыча, транспортировка, переработка и маркетинг нефти и природного газа.

Компания работает на основе Соглашения о разделе продукции (СРП). Соглашение подписано между «Сахалин Энерджи» и Российской Федерацией (в лице Правительства РФ и администрации Сахалинской области) в июне 1994 года. Это соглашение стало первым СРП в России.

Аktionеры «Сахалин Энерджи»:

- ПАО «Газпром» (50% акций плюс одна акция);
- концерн «Шелл» (27,5% акций минус одна акция);
- группа компаний «Мицуи» (12,5% акций);
- группа компаний «Мицубиси» (10% акций).

Производственные объекты компании:

- Три морские нефтегазодобывающие платформы: «Пильтун-Астохская-А» (ПА-А/ «Моликпак»), «Пильтун-Астохская-Б» (ПА-Б) и «Лунская-А» (ЛУН-А);

- система морских трубопроводов;
- система наземных трубопроводов;
- объединенный береговой технологический комплекс;

- насосно-компрессорная станция;
- терминал отгрузки нефти;
- завод по производству сжиженного природного газа (СПГ);
- два узла учета и отбора газа (для передачи газа, в том числе для целей газификации Сахалинской области). [23]

4.1.2 Организационная культура предприятия

Управление компанией осуществляется путем взаимодействия руководства «Сахалин Энерджи», акционеров компании и российской стороны СРП. Российская сторона — представители правительств РФ и Сахалинской области, подписавшие СРП от имени Российской Федерации.

Стратегическое управление проектом «Сахалин-2» в соответствии с положениями СРП осуществляется Наблюдательным советом, который:

- обеспечивает надзор за выполнением СРП;
- утверждает планы освоения и сметы расходов, годовые программы работ и сметы, соглашения о поставках СПГ;
- принимает решения в отношении порядка организации материально-технического снабжения, программ использования и подготовки российских кадров и т.д.;
- рассматривает годовые отчеты «Сахалин Энерджи» и назначает аудиторов.

Совет директоров назначается акционерами и осуществляет общее руководство компанией, принимает основные решения в отношении экономической, экологической и социальной деятельности, разрабатывает стратегии и направления коммерческой деятельности компании.

Комитет исполнительных директоров осуществляет повседневное управление, определяет, направляет и контролирует текущую деятельность компании.

Комитет исполнительных директоров возглавляет главный исполнительный директор. [23]

4.1.3 Производственные объекты

Компания «Сахалин Энерджи» является оператором одного из крупнейших нефтегазовых проектов — «Сахалин-2».

В его рамках идет освоение Пильтун-Астохского и Лунского нефтегазовых месторождений на северо-востоке сахалинского шельфа, осуществляется производство и экспорт нефти и сжиженного природного газа (СПГ).

Инфраструктура проекта включает следующие ключевые производственные объекты:

- морские нефтегазодобывающие платформы: «Пильтун-Астохская–А» (ПА-А /«Моликпак»), «Пильтун-Астохская–Б» (ПА-Б) и «Лунская-А» (ЛУН-А);
- объединенный береговой технологический комплекс;
- транссахалинскую трубопроводную систему для транспортировки нефти и газа с платформ на юг о. Сахалин;
- насосно-компрессорную станцию № 2;
- производственный комплекс «Пригородное», состоящий из завода по производству СПГ и терминала отгрузки нефти.

Руководствуясь видением компании – быть ведущим источником энергии для Азиатско-Тихоокеанского региона, «Сахалин Энерджи» продолжает реализацию инициатив в области непрерывного совершенствования для того, чтобы упрочить свое положение в долгосрочной перспективе. Для этого компания берет на себя обязательства повышать эффективность ведения бизнеса без ущерба показателям надежности и безопасности.

Компания продолжает внедрять инициативы, направленные на непрерывное совершенствование всех процессов, в том числе и организационно-технические мероприятия по повышению уровня извлечения углеводородов. Реализация ряда инициатив ведет также и к ежегодному росту объема добычи углеводородов в рамках проекта «Сахалин-2». [23]

4.2 Расчет строительства скважины

4.2.1 Проведение SWOT-анализа

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. Сильные и слабые стороны – это внутренняя среда, то что имеется уже на текущий момент времени. Возможности и угрозы – факторы внешней среды, они могут произойти, а могут и нет, это зависит в том числе и от принятых действий и решений. Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны научно-исследовательского проекта (С)	Слабые стороны научно-исследовательского проекта (Сл)
1. Высокая рентабельность. 2. Полнота исследования. 3. Актуальность научного исследования.	1. Длительное проведение эксперимента. 2. Низкий спрос. 3. Учет особенностей конкретного объекта разработки.
Возможности (В)	Угрозы (У)
1. Совершенствование технологической составляющей. 2. Создание конкуренции зарубежным предприятиям. 3. Актуальность исследования приведет к появлению заинтересованных сторон	1. Появление новых конкурентов. 2. Длительная и дорогостоящая реализация. 3. Задержка финансирования разработки.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Пример интерактивной матрицы проекта представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта				
Возможности проекта		C1	C2	C3
	B1	0	+	+
	B2	+	0	+
	B3	+	-	+

При анализе интерактивной таблицы 4.2 выявлены корреляции сильных сторон и возможностей проекта : B1C2C3, B2C1C3, B3C1C3.

Таблица 4.3 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	+	-	+
	B2	0	-	0
	B3	-	0	+

При анализе интерактивной таблицы 4.3 выявлены корреляции слабых сторон и возможностей проекта: B1Сл1Сл3, B3Сл3.

Таблица 4.4 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта		C1	C2	C3
	У1	-	-	-
	У2	-	+	-
	У3	-	+	+

При анализе интерактивной таблицы 4.4 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У2С2, У3С2С3.

Таблица 4.5 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	-	+	-
	У2	-	+	+
	У3	+	+	-

При анализе интерактивной таблицы 5 выявлены корреляции слабых сторон и угроз проекта: У1Сл2, У2Сл2Сл3, У3Сл1Сл2.

При анализе представленных таблиц, было выявлено, что проект имеет высокую актуальность, что приведет к совершенствованию технологической составляющей, созданию конкуренции зарубежным предприятиям и появлению заинтересованных заказчиков. Задержка финансирования разработки проекта может служить существенной угрозой. [24]

4.2.2 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Продолжительность строительства скважины составляют отдельные производственные процессы:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы;
- бурение и крепление скважины;

Для расчета нормативной карты выполнения работ по строительству скважины необходимо использовать следующие данные:

- данные геологические, технические и технологические согласно проекту;
- нормы времени на проходку 1 метра, нормы проходки на долото;

- нормы времени на спускоподъемные операции, вспомогательные и подготовительно-заключительные работы, связанные с креплением и цементированием скважины.

Суммарное нормативное время, затрачиваемое на бурение по отдельным нормативным интервалам, определяется по формуле:

$$T_B = T_{Б1} \cdot h, \text{ час}, \quad (23)$$

где: $T_{Б1}$ - норма времени на бурение одного метра, час;

h – величина нормативного интервала.

Для расчета нормативного времени на СПО необходимо определить количество спускаемых и поднимаемых свече и количество наращиваний по каждому нормативному интервалу:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2 \cdot L}, \quad (24)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (25)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad (26)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad (27)$$

где: $N_{СП}$, $N_{ПОД}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{СП}$, $T_{ПОД}$ – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

$T_{св}$ - нормативное время на спуск и подъем одной свечи, час.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени.

4.2.3 Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скоростей бурения

После определения продолжительности цикла строительства скважины, необходимо определить следующие скорости:

Механическая скорость бурения, которая определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M}, \text{ м / час}, \quad (28)$$

где: H – глубина скважины, м;

t_m - продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения, которая определяется по формуле:

$$V_P = \frac{A}{(t_M + t_{СПО})}, \text{ м / час}, \quad (29)$$

где: $t_{сно}$ – время СПО, час.

Коммерческая скорость, которая определяется по формуле:

$$V_K = \frac{(H \cdot 720)}{T_K}, \text{ м / см.мес} \quad (30)$$

где: T_K – календарное время бурения, час.

Результаты расчета нормативной карты представлены в таблице Б.1 приложения Б. [9,10]

4.2.4 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта состоит из 15 рабочих дней. Режим работы предполагает 12 часов смены, затем 12 часов отдыха. После вахты наступают выходные длительностью 15 дней. Доставка на месторождение осуществляется в основном автотранспортом за счет предприятия, если месторождение находится в труднодоступной местности и отсутствует дорожное сообщение доставка осуществляется вертолётами.

Вышкомонтажные работы занимают 1327 часов (56 дня), буровые работы и подготовительные 458 часов (20 дней). Линейный календарный график проведения работ предоставлен в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Линейный календарный график проведения работ

Бригады	Сутки	Месяцы								
		1			2			3		
Вышкомонтажная	40									
Буровая	23									
Испытания	5									

Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

Стоимость строительства скважины определяет сумму всех затрат, которые необходимо произвести, для выполнения полного объема работ по строительству скважины, а также все затраты по каждому отделению входящему в состав бурового предприятия. Для этого определяют:

- сметную цену всего объема буровых работ;
- накладные расходы всех производств, в том числе административно-хозяйственные;
- свод затрат по строительству скважины.

Основой определения стоимости работ являются сметы к техническим проектам.

Сметная стоимость является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающим предприятиями и

Для расчета основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), для эксплуатационных скважин, определяемых с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» [27], расчет состоит из четырех частей:

- 1 часть – Подготовительные работы;
- 2 часть – Вышкомонтажные работы;
- 3 часть – Бурение и крепление скважины;
- 4 часть – Испытание скважины

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются в зависимости от времени и объема работ.

Затраты, зависящие от времени:

- оплата труда буровой бригады;
- содержание бурового оборудования и амортизация.

Затраты, зависящие от объема работ (на 1 м проходки):

- расход долот;
- износ бурильных труб;
- расходуемые в процессе эксплуатации материалы, химические реагенты;

- Все расчеты проводятся в ценах 1984 года согласно СНиП IV-5-82, для перевода используется индекс изменения сметной стоимости. Для Сахалинской области на декабрь 2020 года индекс составляет 235,35. [28]

Сметный расчет на бурение скважины в ценах 1984 года представлен в таблице Б.2 приложения Б.

Сметный расчет на крепление скважины в ценах 1984 года представлен в таблице Б.3 приложения Б.

Сводный сметный расчет представлен в таблице Б.4 приложения Б.

5. Социальная ответственность

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

В связи с удаленным географическим расположением месторождений от близлежащих населенных пунктов, для персонала установлен режим работы вахтовым методом согласно ТК РФ гл.47 ст. 297.

Рабочая зона вокруг скважины попадает в списки опасных производственных объектов (далее ОПО) и согласно приказу Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302, персонал подверженный опасному и вредному воздействию должен проходить обязательное медицинское обследование не реже 1 раза в год. [20]

Согласно Статьи 9 Федерального закона от 21.07.1997 №116-ФЗ (ред. от 29.07.2018) организация, эксплуатирующая ОПО, обязана обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями. А также по Статье 298 Трудового кодекса РФ, при выполнении работы на ОПО, персонал обязан получить соответствующую квалификацию и допуск к самостоятельной работе. [21]

Согласно ТК РФ, персонал на ОПО, ежемесячно к заработной плате, начисляемой рабочим по тарифным часовым ставкам, ИТР согласно установленного оклада за фактически отработанное время, каждый получает соответствующие выплаты: стимулирующие доплаты, связанные с режимом и условиями труда, районный, северный коэффициенты, работа в сложных климатических условиях, ночное время, многосменный режим и др. [22]

Заключение договора обязательного страхования гражданской ответственности, в соответствии с установленным законом РФ за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте. Федеральный закон от 27.07.2010 N 226-ФЗ.

Персоналу в связи с дальним расположением от места проживания, организация обязана организовывать доставку к месту выполнения работ, либо компенсировать самостоятельное прибытие, согласовав в действующем договоре.

В свою очередь персонал ОПО обязан «соблюдать положение правовых актов. Знать правила ведения работ и порядок действия в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте» 19.07.2011 N 248-ФЗ. Проходить соответствующую подготовку и аттестацию. [6]

ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ закрепляет размерные характеристики рабочего места для эффективного и безопасного проведения работ сидя.

ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ устанавливает допустимые уровни опасных и вредных производственных факторов, генерируемых производственным оборудованием и, определяет специальные технические средства для снижения их влияния на человека.

ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ устанавливает общие размерные характеристики рабочего места при проведении работ сидя, и определяет методы снижения влияния средних и высоких нагрузок на человека. [5]

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

При рассмотрении СанПиН 1964-79 можно выделить несколько основных положений для работы на буровой установке.

Машины и механизмы должны обеспечивать максимальную механизацию и автоматизацию основных и вспомогательных

производственных операций, снижение тяжести и напряженности труда и соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.005-74.

Системы управление, расположение и компоновка пульта, органов управления индикаторов должны соответствовать анатомо-физиологическим особенностям человека. ГОСТ 22269-76.

Рабочее место должно быть максимально защищено от воздействия неблагоприятных факторов и обеспечивать достаточный обзор рабочей зоны.

5.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала буровой от их воздействия

Для выбора факторов, обусловленных работой на буровой, был использован ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». Перечень этих факторов, характерных для проектируемой производственной среды, представлен в таблице 5.1. [7]

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень вибрации	-	+	+	Требования к уровню вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования

Продолжение таблицы 5.1

2. Повышенный уровень шума	-	+	+	Требования к уровню шума устанавливаются ГОСТ Р ИСО 9612-2013 Измерения шума для оценки его воздействия на человека. Метод измерений на рабочих местах
3.Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте	+	+	+	ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
4. Повышенная загазованность рабочей зоны	-	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Требования к загазованности воздуха устанавливаются СанПиП 2.04.05-91 Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования
5. Движущиеся части и механизмы	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности

Вредные производственные факторы

Повышенный уровень вибрации. Возникает при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброручкавицы. Для

предупреждения вредного влияния на здоровье человека на рабочем месте виброускорение не должно превышать $0,4 \text{ м/с}^2$ для 12 часового рабочего дня в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования».

Повышенный уровень шума. Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.), он не должен превышать 85 дБ А в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности». Для уменьшения шума на объекте используются индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы) и коллективные средства защиты согласно ГОСТ Р 12.4.213-99 и ГОСТ 12.1.029-80 соответственно. К коллективным средствам защиты относятся: применение звукоизолирующих кожухов и звукопоглощающих облицовок.

Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте. Носит преимущественно организационный характер. Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2011. [15]

«Естественное и искусственное освещение» [5]. Нормы освещенности на рабочих местах также устанавливаются «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [12]. Они должны иметь следующие значения (не менее): роторный стол – 100 лк; путь движения талевого блока – 30 лк; помещения вышечного и насосного блоков, превенторная установка – 75 лк; лестницы, марши, сходы, приемный мост – 10 лк.

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). При приготовлении бурового раствора необходимо

использовать СИЗ (респираторы, очки и рукавицы) в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности».

Наиболее распространенные газы, с которыми сталкиваются рабочие при строительстве скважин, и их ПДК следующие: метан CH_4 – 300 мг/м³; нефть– 10 мг/м³; сероводород H_2S в присутствии углеводородов (C_1 – C_5) – 3 мг/м³; сернистый газ (SO_2) – 10 мг/м³; оксид углерода (CO)– 20 мг/м³ .[11]

Опасные производственные факторы

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования. Возникает при большинстве выполняемых технологических операций при невыполнении требований безопасности, а также в случае возникновения неисправности.

Для устранения причин необходимо все работы проводить согласно «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности». [12]

Кроме того, необходимо:

- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности;
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;
- весь рабочий персонал должен быть обеспечен СИЗ (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.) согласно нормам.

В качестве коллективных средств защите служат различные оградительные, предохранительные и тормозные устройства.

Электрический ток. Проявление фактора возможно при прикосновении к незащищенным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) [13], «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [14];
- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение защитного заземления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;
- допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже 4.

Пожаро - и взрывоопасность. Пожары – возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися жидкостями; в результате ГНВП или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный газ и другие токсичные соединения.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Каждый пожарный щит, согласно постановлению правительства Российской Федерации «О противопожарном режиме» (с изменениями на 21 марта 2017 года) [15], должен содержать: огнетушитель пенный (не менее 2 шт.); лопата (2 шт.); багор (2 шт.); топор (2 шт.); ведро (2 шт.); ящик с песком; кошма 2×2 м (1 шт.); бочка с водой 200 л.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители. В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева.

Чтобы предупредить возгорание от удара молнии все буровые установки оснащаются молниезащитой согласно РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений». [9]

Взрывы – возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций; в зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

Во избежание возникновения взрывов при производстве буровых работ необходимо:

- исключить наличие источников возгорания;
- исключить достижение нижнего предела взрываемости (НПВ) веществами, способными образовывать такие пределы. Для нормирования могут применяться расчетные величины НПВ, который может измеряться как в объемных долях, так и в мг/м^3 . Согласно расчетным данным НПВ попутного нефтяного газа в зависимости от его состава и условий может варьироваться от 2,26 до 4,56 об. % [16];
- согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [12] все сосуды, работающие под давлением, должны быть испытаны на полуторократное давление. Также должны быть установлены контрольно-измерительные приборы (манометры, датчики), защитная аппаратура и таблички, сообщающие о величине давления, под которым находится сосуд.

Расположение рабочего места на значительной высоте. Возникает в процессе вышко-монтажных работ и спуско-подъемных операций. Предупреждение падений верхового рабочего достигается использованием страховочного троса и оборудованием рабочего места перильным ограждением высотой не менее 1 м. Маршевые лестницы должны иметь уклон не более 60 градусов (у резервуаров - не более 50 градусов), ширина лестниц должна быть не менее 0,65 м. [12]

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Анализ возможного влияния процессов, сопровождающих строительство скважины, на окружающую среду

Учитывая, что нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Охрана окружающей среды при строительно-монтажных работах. С целью предотвращения чрезмерного загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод на основании СН 459-74 «Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин» [18] необходимо установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку. Так для выбранной буровой установки отводимые земли составляют 2,1 га.

Охрана окружающей среды при бурении и креплении скважины. На данном этапе должны выполняться следующие мероприятия:

- с целью предотвращения в аварийных ситуациях открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилежащих территорий устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое»;

- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять спец. транспортом (цементовозы, смесительные машины) [19];
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- образующиеся во время СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар. [12]
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения межпластовых перетоков;
- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 100 метров. [20]

С целью сбора отработанного бурового раствора, сточных вод, ГСМ, химических реагентов в процессе бурения скважины, снижения до минимума их фильтрации в почву, а также повышения противопожарной безопасности необходимо обеспечить выполнение следующих мероприятий:

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и шлама на весь период строительства скважины;
- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях.

Охрана недр. Для надежной охраны недр в процессе бурения скважины должны выполняться следующие мероприятия:

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины осуществляется согласно ГОСТ 17.5.3.04-83. После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- удаление строительного мусора, нефтепродуктов и материалов, применяемых при бурении, в установленном порядке;
- засыпка резервуаров и планировка поверхности;
- выполнение мелиоративных и противоэрозионных работ;

- покрытие поверхности плодородным слоем почвы.

5.4 Анализ вероятных ЧС, возникающих при строительстве скважин

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин является газонефтеводопроявление (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются: недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой; недолив скважины при спуско- подъемных операциях; поглощение жидкости, находящейся в скважине; уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта; длительные остановки скважины без промывки.

В результате всех вышеперечисленных причин возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа, смеси нефти и газа. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв.

Основное устьевое оборудование для ликвидации ГНВП – превенторная установка. [12]

При вскрытии и прохождении интервалов возможных ГНВП и дальнейшем бурении до их перекрытия очередной колонной один раз в сутки производится проверка исправности противовыбросового оборудования с регистрацией в журнале.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов, на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи:

«Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!», «Недолив скважин – путь к фонтану!»).

При вскрытии и бурении скважины в интервале продуктивных горизонтов (интервалах возможных ГНВП) на ведущей трубе должен быть установлен шаровой кран. Один шаровой кран и один обратный клапан, с соответствующими инструменту резьбами (переводниками), должны находиться на штатном месте (возле подсвечника) в открытом состоянии и окрашены в красный цвет. Вскрытие продуктивного горизонта должно осуществляться на буровом растворе в соответствии по параметрам и качеству, указанными в проекте на строительство скважины, со своевременным проведением контроля его газонасыщенности.

Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

- зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;
- загерметизировать канал бурильных труб и устье скважины(закрыть превенторы);
- оповестить руководство предприятия о ГНВП;
- действовать в соответствии с планом ликвидации аварии.

[21].Ликвидация ГНВП проходит в два этапа:

- вымыв флюида – комплекс технологических операций, при которых производится удаление из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность;
- глушение скважины – комплекс технологических операций, при которых скважина заполняется утяжеленным буровым раствором, обеспечивающим условия безопасного ведения работ по строительству и ремонту скважины.

В случае если предотвратить ГНВП не представляется возможным, и оно переходит в открытое фонтанирование, работы по ликвидации открытых

фонтанов осуществляются противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью). [12]

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были разработаны и предложены технологические решения по строительству наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Нижненутовский подгоризонт, с общей длиной по стволу 5324,2 метра на севере сахалинской области.

Расчет были выполнены согласно расчетным схемам и правилам нефтяной и газовой промышленности.

В результате проектирования профиля скважины был построен пяти-интервальный профиль, с горизонтальным участком, составляющим 2000 метров, для успешного сооружения скважины было решено использовать роторный способ бурения для сооружения интервала под направление, винтовые забойные двигатели при бурении интервалов под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонны. Сложность профиля заключалась в относительно небольшой глубине по вертикали и отходом, а также малой мощностью продуктивного пласта, которая составляла менее одного метра, и требовала особой точности. Роторно-управляемая система позволит с достаточной точностью произвести сооружение горизонтального участка без каких-либо отклонений. Также следует использовать силовой верхний привод, который обеспечит необходимые расчетные частоты вращения и достаточную механическую скорость проходки.

Продуктивный пласт не имеет АВПД, поэтому этот фактор учитывался при выборе промывочной жидкости при бурении интервала по пласту. Был выбран раствор на углеводородной основе, который обеспечит минимальное загрязнение продуктивного пласта, с добавлением необходимых добавок, для избежания возникновения осложнений и аварийных ситуаций.

В специальной части была рассмотрена проблема выбора метода МГРП и произведены расчеты по количеству стадий ГРП. Выявлен и обоснован

метод ГРП и, согласно расчетам, было найдено количество стадий и минимальное расстояние между пакерами для успешного проведения ГРП.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение были произведены расчеты затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ, был выполнен общий расчет сметной стоимости строительства скважины, а также были составлены нормативная карта и матрица SWOT.

Раздел социальная ответственность содержит основные требования по технике безопасности по работе на буровой установке, а также рассмотрены основы охраны окружающей среды и правила безопасности в ЧС.

Список использованных источников

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016 – 152 с.;
2. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы);
3. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293743/4293743208.pdf>
4. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268>;
5. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
6. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование
7. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
8. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.
9. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.
10. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях.
11. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
12. Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности

"Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

13. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

14. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

15. Постановление Правительства Российской Федерации №390 от 25.04.2012 «О противопожарном режиме».

16. О.А. Зуева Концентрационные пределы горения попутных нефтяных газов//Вестник ПНИПУ. Аэрокосмическая техника – 2014. – №37.– С. 140 – 153.

17. СН 459-74 «Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин».

18. Постановление Правительства РФ от 15.04.2011 N 272 «Об утверждении Правил перевозок грузов автомобильным транспортом».

19. РД 08-492-02 «Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов».

20. Логанов Ю.Д., Соболевский В.В., Симонов В.М. Открытые фонтаны и борьба с ними: Справочник. — М.: Недра, 1991. — 189 с.: ил.

21. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от 30.06.2003). 3. Указ Президента РФ от 10 апреля 1994 г. № 1200.

22. Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 г. №162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

23. «Сахалин Энерджи» - нефтегазодобывающая компания [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sakhalinenergy.ru/ru/>

24. Новости нефти и газа, первый нефтегазовый портал [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/science/booty/332284-otsenka-ekonomicheskoy-effektivnosti-proektov-neftegazodobychi-v-usloviyakh-zapadnoy-sibiri/>.

25. Шакрисламов А.Г., Антипин Ю.В., Гильмутдинов Б.Р., Гарифуллин Ф.С. Повышение надежности эксплуатационной колонны в условиях солеотложения и коррозии // Нефтяное хозяйство. 2007. № 8. С. 128-131.

26. Пат. №2375554 РФ, МКИ Е 21 В / Способ повышения межремонтного периода работы глубиннонасосного оборудования добывающей скважины, осложненной солеотложениями / Гарифуллин Ф.С., Долгов Д.В., Минязев И.К., Валеев А.М., Волочков А.Н. (Россия); заяв. 15.02.2008; опубл. 10.12.2009, Бюл. №34.

27. СНиП IV-5-82 «Скважины на нефть и газ. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин». – Введ. 01.01.1985 – Постановлением Государственного комитета СССР по делам строительства

28. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2020 г. № КЦ/2020-12ти «Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2020 года».

Приложение А

Таблица А.1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием

Интервал по вертикали, м		Длина интервала По вертикали, М	Интенсивность изменения зенитного угла, град/10м	Зенитный угол, град.		Горизонтальное смещение		Длина по стволу, м	
От (верх)	До (низ)			В начале интервала	В конце интервала	За интервал	Общее	Интервала	Общая
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0,00	50,00	50,00	0,0000	0,000	0,000	0,00	0,00	50,00	50,00
50,00	1024,21	974,21	0,3860	0,000	41,020	364,44	364,44	1062,69	1112,69
1024,21	2216,29	1192,08	0,0000	41,020	41,020	1036,99	1401,43	1580,00	2692,69
2216,29	2490,00	273,71	0,3308	41,020	54,525	301,57	1703,00	408,21	3100,90
2490,00	2548,03	58,03	0,0000	54,525	54,525	81,43	1784,43	100,00	3200,90
2548,03	2585,00	36,97	2,8773	54,525	90,000	115,57	1900,00	123,29	3324,19
2585,00	2585,00	0,00	0,0000	90,000	90,000	3900	3900	2000,00	5324,19

Таблица А.2 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на			
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую прочность	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	50	ТБ ПК 127х9,19	127	Е	9,19	ЗП-168-70	15,73	0,491	9,824	2,18	>10	16,59	17,41
бурение	50	322	ТБ ПК 127х9	127	Е	9	ЗП-162-92	249,8	7,799	35,81	-	4,89	4,13	4,33
бурение	322	1810	ТБ ПК 127х9	127	Е	9	ЗП-162-92	1719	53,68	83,04	-	2,21	1,78	1,87
бурение	1810	3261	ТБВ 127х10	127	Д	10	ЗП-162-92	2000	64,20	86,23	-	5,52	1,30	1,37
бурение	1810	3261	ТБ ПК 127х13	127	Р	12,7	ЗП-162-92	1199	52,30	138,53	-	2,91	1,87	2,65
бурение	3261	5324	ТБИН 88,9х11,4	88,9	М	11,4	ЗП-140-57	3113	76,89	132,30	-	6,53	2,29	2,38

Продолжение таблицы А.2

бурение	3261	5324	ТБИН 89х11,4	89	М	11,4	3П-140-57	500	12,35	47,86	-	5,53	3,68	3,82
бурение	3261	5324	ТБВК 89х9	89	Д	9	3П-127-54	1600	31,52	35,47	-	2,06	2,09	2,17

Приложение Б

Таблица Б.1 - Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений	Время механического бурения, час	СПО и наращивание, час	Промывка, час	Прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, ч							
Бурение под направление	Волгабурмаш Grand GRD111 S	0	50	500	0,067	50	1	3,35	3,42	0,26	0,82	7,85
Крепление направления	—	—	—	—	—	—	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	1	16	4,2	0,84	0,4	22,44
Итого:	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	30,29
Бурение под кондуктор	Волгабурмаш FastDrill FD419SM S223	50	322	500	0,067	272	1	18,22	6,17	0,49	1,40	26,28
Крепление кондуктора	—	—	—	—	—	—	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	3,24	16	11,4	1,36	0,7	32,70
Итого:	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	58,98
Бурение под техническую колонну	Удол У4 - 295,3 ST - 6 М	322	1810	2000	0,067	1488	1	99,69	13,34	1,06	2,15	116,24
Крепление технической колонны	—	—	—	—	—	—	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	4,13	16	19,12	3,43	1,0	43,76
Итого:	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	160

Продолжение таблицы Б.1

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений	Время механического бурения, час	СПО и наращивание, час	Промывка, час	Прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1м, ч							
Бурение под эксплуатационную колонну	Волгабурмаш Fastdrill FD613MH S434	1810	3261	2000	0,083	1451	1	120,43	20,37	2,07	2,4	145,27
Крепление эксплуатационной колонны	—	—	—	—	—	—	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	9,52	24	28,58	6,52	2,6	71,22
Итого:	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	216,49
Бурение под хвостовик	Викинг ViM613	3261	5324	2400	0,167	2063	1	344,52	38,58	3,61	3,2	389,91
Крепление хвостовика	—	—	—	—	—	—	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	11,36	24	34,57	9,34	3,3	82,57
Итого:	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	472,48
Итоговое время на бурение, ч												685,55
Итоговое время на крепление, ч												252,69
Итоговое время на геофизические исследования, ч												89,2
Итого, ч												1027,44

Таблица Б.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Затраты, зависящие от времени														
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	40	5166	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	1549,8	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	–	–	0,17	23,49	1	138,19	2,68	370,35	3,03	412,72	3,31	459,41
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	7,05	–	41,57	–	111,11	–	125,61	–	137,22
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	9,95	40	–	0,17	1,69	1	9,95	2,68	26,67	3,03	30,15	3,31	9,88
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	0,51	–	2,99	–	8,00	–	9,04	–	9,88
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	–	–	0,17	42,99	1	252,86	2,68	677,66	3,03	766,17	3,31	836,97

Продолжение таблицы Б.2

Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	1443	–	–	0,17	245,31	1	1443	2,68	3867,24	3,03	4372,29	3,31	4776,33
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями и РУС	сут	244,60	–	–	–	–	–	–	2,68	655,53	3,03	741,14	3,31	809,63
Прокат ВЗД	сут	92,66	–	–	–	–	–	–	2,68	248,34	–	–	–	–
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25%	сут	240,95	–	–	–	–	–	–	2,68	645,75	–	–	–	–
Прокат РУС	сут	358,61	–	–	–	–	–	–	–	–	3,03	1086,59	3,31	1187,00
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептов приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут	7,54	–	–	0,17	1,28	1	7,54	2,68	20,21	3,03	22,85	3,31	24,96
Эксплуатация ДВС,	сут	8,9	–	–	0,17	1,51	1	8,9	2,68	29,85	3,03	26,97	3,31	29,46
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	257,41	–	–	0,17	43,76	1	257,41	2,68	689,86	3,03	779,95	3,31	852,03

Продолжение таблицы Б.2

Эксплуатация спецтранспорта	сут	134,32	40	5372,8	0,17	22,83	1	134,32	2,68	359,98	3,03	406,99	3,31	444,6
Зависящие от объема работ														
Бентонит	уп	6,08	–	–	7	42,56	12	72,96	–	–	–	–	–	–
Карбонат натрия Na ₂ CO ₃	уп	20,41	–	–	4	81,64	12	244,92	13	265,33	7	142,87	7	142,87
NaOH	уп	4,59	–	–	3	13,77	13	59,67	7	32,13	4	18,36	4	18,36
ИКД	уп	2,8	–	–	1	2,8	–	–	–	–	–	–	–	–
KCl	уп	4,4	–	–	–	–	646	2842,4	1258	5535,2	682	3000,8	–	–
ПАЦ ВВ	уп	12,2	–	–	–	–	31	378,2	–	–	–	–	–	–
ПАЦ НВ	уп	9,06	–	–	–	–	104	942,24	268	2428,08	145	–	–	–
Смазка (биолуб green)	уп	8,07	–	–	–	–	9	72,63	50	403,5	27	–	–	–
Ксантановая смола (TehnoGEL)	уп	21,09	–	–	–	–	–	–	69	1455,21	38	–	–	–
Пеногаситель (ПЕНТА 461)	уп	408,26	–	–	–	–	1	408,26	1	408,26	1	–	–	–
CaCO ₃	уп	13,88	–	–	–	–	–	–	21	291,48	72	–	–	–
Бактерицид (Септор БДУ-500)	уп	559,63	–	–	–	–	–	–	1	559,63	1	–	–	–
Барит	уп	137,6	–	–	12	1651,2	24	3302,4	-	-	-	-	2	275,2
Гламин	уп	32,08	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	50	1604
МК-3	уп	21,70	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	6	130,2
СМЭГ	уп	6,24	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	20	124,8
МР-4	уп	16,06	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	29	465,74
Катамн АБ	уп	183,03	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1	183,03
Полидеформ	уп	410,25	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	6	2461,5
Формиат натрия	уп	142,08	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	188	26711,04
Основа ГС	уп	25,23	–	–	–	-	–	–	–	–	–	–	217	5474,91

Продолжение таблицы Б.2

393,7 НьюТек Сервисез	шт	2075,87	—	—	1	2075,87	—	—	—	—	—	—	—	—
295,3 НьюТек Сервисез	шт	1092,39	—	—	—	—	2	2184,78	—	—	—	—	—	—
215,9 А-16	шт	2647,22	—	—	—	—	—	—	1	2647,22	—	—	—	—

Таблица Б.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты, зависящие от времени												
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	0,675	93,28	1,36	187,94	1,82	251,51	2,98	411,81	1,99	275,00
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	23,98	–	56,38	–	75,45	–	123,54	–	82,50
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	9,95	0,675	6,72	1,36	13,53	1,82	18,11	2,98	29,65	1,99	19,80
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	2,01	–	4,06	–	5,43	–	8,90	–	5,94
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,675	170,68	1,36	343,89	1,82	460,21	2,98	753,52	1,99	509,19
Амортизация и износ бурового оборудования	сут	1443	0,675	974,03	1,36	1962,48	1,82	2626,26	2,98	4300,14	1,99	2871,57
Содержание полевой лаборатории по созданию рецептур тампонажного раствора	сут	7,54	0,675	5,09	1,36	10,25	1,82	13,72	2,98	22,47	1,99	15,00

Продолжение таблицы Б. 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Эксплуатация ДВС,	сут	8,9	0,675	6,01	1,36	12,10	1,82	16,20	2,98	2652 7	1,99	17,71
Плата за подключенную мощность	кВт /сут	257,41	0,675	173,75	1,36	350,08	1,82	468,49	2,98	767,08	1,99	512,12
Эксплуатация спецтранспорта	сут	134,32	0,675	90,67	1,36	182,68	1,82	244,46	2,98	400,27	1,99	267,30
Затраты, зависящие от объема работ												
БКМ-426	шт	135,32	1	135,32	–	–	–	–	–	–	–	–
ЦКОДМБД-426	шт	208,72	1	208,72	–	–	–	–	–	–	–	–
ПЦ-2-426/490	шт	12,39	6	74,34	–	–	–	–	–	–	–	–
ПРП-Ц-426	шт	70,45	1	70,45	–	–	–	–	–	–	–	–
БКМ-324	шт	66,97	–	–	1	66,97	–	–	–	–	–	–
ЦКОД-324	шт	107,34	–	–	1	107,34	–	–	–	–	–	–
ЦЦ-324/394	шт	11,01	–	–	14	352,32	–	–	–	–	–	–
ПРП-Ц-Н-324	шт	49,54	–	–	1	49,54	–	–	–	–	–	–
БКМ-245	шт	54,95	–	–	–	–	1	54,95	–	–	–	–
ЦКОДМБЛ-245	шт	83,49	–	–	–	–	1	83,49	–	–	–	–
ЦЦ-2-245/295	шт	14,69	–	–	–	–	59	866,71	–	–	–	–
ПЦВ-245	шт	26,36	–	–	–	–	1	26,36	–	–	–	–
БКМ-178	шт	101,38	–	–	–	–	–	–	1	101,38	–	–
ЦКОД-178	шт	62,61	–	–	–	–	–	–	1	62,61	–	–
ЦПЦ-178/216	шт	12,84	–	–	–	–	–	–	108	1386,72	–	–
ПРП-В 178/220	шт	14,68	–	–	–	–	–	–	1	14,68	–	–
ПРП-Н-178	шт	12,2	–	–	–	–	–	–	1	12,2	–	–

Продолжение таблицы Б.3

БКМ-127	шт	56,65	—	—	—	—	—	—	—	—	1	56,65
ЦКОДУ-127	шт	42,64	—	—	—	—	—	—	—	—	1	42,64
МУФТА ПХГМЦЗ 127/178	шт	724,25	—	—	—	—	—	—	—	—	1	724,25
ЦПС-127-165	шт	11,01	—	—	—	—	—	—	—	—	83	913,83
ПРП-Ц-В-114	шт	9,84	—	—	—	—	—	—	—	—	1	9,84
ПРП-Ц-Н-114	шт	17,71	—	—	—	—	—	—	—	—	1	17,71
ПЗГ-127 Г		123,67	—	—	—	—	—	—	—	—	1	123,67
ПХГМЦ -114/178	шт	2064,2 2	—	—	—	—	—	—	—	—	1	2064,22
МБП-СМ	кг	0,58	510	295,8	365	211,7	148	85,84	93	53,94	36	20,88
МБП-МВ	кг	0,64	437	279,68	313	200,32	126	80,64	80	51,2	31	19,84
Полицем Фрост	т	90,82	19	870,58	—	—	—	—	—	—	—	—
ПЦТ - II - 50	т	70,31	—	—	10,47	369,6957	—	—	—	—	—	—
ПЦТ - III - Об (4-6) - 50	т	62,19	—	—	18,79	586,0601	—	—	—	—	—	—
ПЦТ - II - 100	т	76,84	—	—	—	—	5,89	228,7676	3,94	—	—	—
ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	т	54,98	—	—	—	—	30,09	841,9182	24,16	675,9968	—	—
ПЦТ - II - 150	т	84,38	—	—	—	—	—	—	—	—	11,56	489,9128
НТФ	кг	1,54	—	—	11,75	18,095	18,82	28,9828	15,14	23,3156	—	—
Итого на крепление	руб	8704460										

Таблица Б.4 - Сводный сметный расчет

Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
1. Подготовительные работы к строительству скважины		
Обустройство площадки	8 001	2 325 689
Подготовка перед планировкой	24 037	3 265 984
Итого		5 591 673
2. Строительство и монтаж бурового оборудования		
Строительство и монтаж	177 994	43 569 874
Разборка и демонтаж	11 352	3 265 987
Итого		46 835 861
3. Бурение и крепление скважины		
Бурение скважины	116 179,87	29 568 734
Крепление скважины	39929	12 659 487
Итого		42 228 221
4. Испытания скважины на продуктивность		
Испытание по окончанию бурения	42 595	13 562 413
5. Промыслово-геофизические работы		
Затраты на промыслово-геофизические работы	8809	2 651 328
6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		

Продолжение таблицы Б.4

Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время (5,4% от пунктов 1 и 2)	4933	1 075 394
Снегоборьба; (0,4% от пунктов 1 и 2)	1973	430 114
Эксплуатация котельной и паровой установки	30 640	6 679 520
Итого		8 185 028
Итого прямых затрат		119 054 524
7. Накладные расходы		
Накладные расходы (25% на итог прямых затрат)		34 659 845
8. Плановые накопления;		
Плановые накопления (7% на суммарный итог прямых затрат и накладных расходов)		10 028 602
9. Прочие работы и затраты		
Зарплаты, надбавки	8827,95	1 924 493
Транспортировка буровых бригад	3945,89	860 204
Сооружение водяной скважины	4587,16	1 000 000,88
Затраты на авторский надзор, (0,2 % от пунктов 1-8)		306 589
Амортизация жилого городка	125,64	27 390
Итого		4 118 676
10. Резерв средств на непредвиденные расходы		

Продолжение таблицы Б.4

Затраты на непредвиденные работы и расходы (5% от пунктов 1-10, за вычетом транспортировки бригад)		7 870 651
ВСЕГО ПО СМЕТЕ		175 732 298,88
ВСЕГО с учетом НДС (20%)		210 878 758,656

Приложение В

Таблица В.1 – Характеристики пакера ПГМЦ 127

Наименование показателя	Значение
Условный диаметр обсадной колонны, оборудованной пакером, мм	127
Номинальный диаметр открытого ствола скважины (диаметр долота), в которую производится спуск, мм	152,4
Максимальный перепад давления между разобщенными зонами при номинальном коэффициенте пакеровки, МПа	15
Длина перекрываемой уплотнительным элементом пакера зоны скважины, мм	2900
Внутреннее избыточное давление открытия цементировочных окон, МПа $\pm 10\%$	15
Внутреннее избыточное давление закрытия цементировочных окон, МПа $\pm 10\%$	3,0
Коэффициент пакеровки: номинальный/максимальный	1,11/1,3
Максимальная рабочая температура, °C	100
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус, кН	800
Проходной диаметр, после срабатывания, мм	105,6
Наружный диаметр, мм	142
Длина, не более: - в рабочем положении, мм	5660

Таблица В.2 – Характеристики муфты гидравлической МГ-127

Параметры	Значения параметров
Рабочее давление, атм	700
Рабочая температура, °С	100
Равнопроходной диаметр, мм	111
Длина, мм	1500
Наружный диаметр, мм	145
Допустимая растягивающая нагрузка, кН	800
Момент свинчивания присоединительной резьбы, Н·м	5816

Таблица В.3 – Характеристики пакера нефтеводонабухающего Б-П-НК

Параметры	Значения параметров
Условный диаметр обсадной колонны, оборудованной пакером, мм	127
Номинальный диаметр открытого ствола скважины (диаметр долота), в которую проводится спуск и установка пакера, мм	124 ÷ 146
Максимальный выдерживаемый пакером перепад давления после полного набухания, МПа	30
Направление действия перепада давления	двустороннее
Среда набухания	вода/нефть(в том числе газоконденсат)
Рабочая температура в зоне установки пакера, °С	110
Увеличение диаметра набухающего элемента с активационной жидкостью спустя 48 часов, не более, мм	5

Приложение Г

Предприятие: "Сахалин Энерджи"														
Месторождение: Пильмун-Астосское														
Оборудование:														
Буровая установка: БУ 5000/250 – ЭК БМ														
Лебедка: ЛБ – 750														
Талевая система: 4х5														
Ротор: 3 – 560														
Насосы: 3хУНБТ – 1180														
Геологическая часть														
1	2	3			4	5	6	7	8		Техническая часть			
по вертикали	Система	Подразделенные			Пласт	Литологическое описание пород	Температура	Отбор керна	Интервалы возможных осложнений					
Неогеновая														
Верхненеутовский подгоризонт					Нижненеутовский подгоризонт									
N1-2 nt2					N1 nt1, III–XIV					N1 nt1, XIV–XVII				
18,2					30,6					44				
60,9					70,7					72,7				
отбор керна не производится														
Поглощение бурового раствора					Прихватопасность					Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватопасность				
Волгабурмаш Fast Drill FD419SM S223					Удал У4 – 295,3 Т – М					ВИКИНГ ViM613				
Волгабурмаш Grand GRD111 S					ДР-286.6.3.60					PowerDrive vorte X X475				
8					8					4,5				
70					140					170				
70,22					44,69					34,05				
Плотность=1,1681 г/см3, УВ=65 сек, Ф=8, СНС=30 дПа, П=менее 1 %, рН=8					Плотность=1,12885 г/см3, УВ=30 сек, Ф=8, СНС=55 дПа, П=менее 1 %, рН=8					Плотность=1,1077 г/см3, УВ=45 сек, Ф=8, СНС=35 дПа, П=менее 1 %, рН=8,5				
Плотность=1,1077 г/см3, УВ=45 сек, Ф=8, СНС=40 дПа, П=менее 1 %, рН=9					Плотность=1,1077 г/см3, УВ=45 сек, Ф=8, СНС=35 дПа, П=менее 1 %, рН=9									
1. Подъем инструмента производить после промывки скважины в течении не менее двух циклов с постоянным доливом, и записью в буровом журнале объема доливаемого раствора.														
2. Скорость СПО ограничить до 0,5-0,7м/с, за 100метров до продуктивного горизонта до 0,4м/с.														
3. Не допускать нахождения бурильного инструмента без движения в открытом стволе более 5 минут.														
4. При длительных вынужденных простоях: ремонт оборудования и прочее(при нахождении бурильного инструмента в открытом стволе), поднять бурильный инструмент в дашмак обсадной колонны, набернуть обратный клапан, устье загерметизировать. Инструмент оставить на														
5. При проведении коротажных работ, шаблонировку скважины производить: при глубине до 1500м. – через 18-часов, до 2500м. – через 24-часа, свыше 2500м. – через 36-часов. На забое произвести промывку не менее двух циклов циркуляции.														
6. Межколонное пространство опрессовать незамерзающей жидкостью : ф=324х245 –5 МПа, ф=245 х 178 – 5,0МПа.														
7. Проверку ПВО производить бурильщику – каждую смену, мастеру – ежедневно. Докрепление всех долбитых соединений производить 1 раз в декаду.														
8. Бурение в интервалах набора параметров кривизны и стабилизации ствола скважины, компоновка бурильной колонны определяется ответственным представителем организации будущей телеметрическое сопровождение, с обязательным согласованием с начальником службы														
Примечание														

ГЕОЛОГО – ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на бурение эксплуатационной скважины глубиной 5324 м

– песок

– алевролиты

– глина

– аргиллиты

– нефтеносность

– песчанники